TS. TRẦN QUANG KHÁNH

VẬN HÀNH hệ thống điện

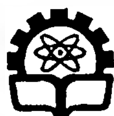
NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT



TS. TRẦN QUANG KHÁNH

VẬN HÀNH
HỆ THỐNG ĐIỆN





NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT
HÀ NỘI

MỞ ĐẦU

*Vận hành hợp lý các thiết bị nói riêng và hệ thống điện nói chung, không những nâng cao khả năng sử dụng và kéo dài tuổi thọ của chúng mà còn cho phép nâng cao hiệu quả kinh tế của toàn bộ hệ thống. Vì vậy những kiến thức cơ bản về vận hành hệ thống điện hết sức cần thiết đối với các kỹ sư, cán bộ trong ngành điện, đặc biệt là các cán bộ làm việc trong lĩnh vực phân phối và truyền tải điện năng. Tuy nhiên, những tài liệu học tập và tham khảo về vấn đề này hầu như chỉ dừng lại ở các văn bản hướng dẫn, các quy trình sử dụng thiết bị v.v. Cuốn giáo trình "**Vận hành hệ thống điện**" được biên soạn với mong muốn tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình giảng dạy, nghiên cứu và học tập trong các trường đại học và cao đẳng cũng như các đơn vị sản xuất có liên quan.*

Giáo trình được biên soạn theo các modul nhằm tạo điều kiện thuận lợi cho việc giảng dạy và học tập liên thông ở các hệ đại học, cao đẳng và trung học. Tuỳ theo điều kiện và yêu cầu có thể lựa chọn các modul phù hợp với trình độ của các cấp học khác nhau. Nội dung của cuốn sách được trình bày trong chín chương với ba modul. Modul I gồm ba chương đầu, giới thiệu những vấn đề chung và đặc điểm kết cấu của các phần tử hệ thống điện; Modul II gồm ba chương tiếp theo, giới thiệu những vấn đề quan trọng về chế độ hệ thống điện, như chất lượng điện, độ tin cậy cung cấp điện và chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện. Modul III gồm ba chương cuối, giới thiệu các thao tác vận hành cụ thể trong nhà máy điện, trạm biến áp, đường dây truyền tải và phân phối điện năng. Phần lý thuyết của mỗi chương được trình bày một cách cô đọng, dễ hiểu.. Phần lớn các vấn đề được minh hoạ bởi các

ví dụ cụ thể. Trong quá trình biên soạn giáo trình này chúng tôi đã tham khảo các quy trình vận hành thiết bị của nhiều cơ sở sản xuất và các công ty điện lực với mong muốn cập nhật kịp thời những thông tin mới nhất trong lĩnh vực vận hành thiết bị điện. Tuy nhiên, trong khuôn khổ của chương trình chúng tôi chưa thể đáp ứng được đầy đủ và trọn vẹn những điều cần thiết. Do trình độ có hạn, chắc chắn không thể tránh được những thiếu sót, chúng tôi rất mong được bạn đọc lượng thứ và đóng góp ý kiến nhận xét để giáo trình ngày càng được hoàn thiện hơn.

Tác giả

Modul I

Đặc điểm chung về vận hành hệ thống điện

Chương 1

ĐẠI CƯƠNG VỀ VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN

1.1. Khái niệm chung

Vận hành hệ thống điện là tập hợp các thao tác nhằm duy trì chế độ làm việc bình thường của hệ thống điện đáp ứng các yêu cầu chất lượng, tin cậy và kinh tế. Như đã biết, hệ thống điện bao gồm các phần tử có mối liên hệ chặt chẽ với nhau. Sự làm việc tin cậy và kinh tế của hệ thống xuất phát từ sự tin cậy và chế độ làm việc kinh tế của từng phần tử. Cùng với sự ra đời của các thiết bị công nghệ mới, những yêu cầu về vận hành các thiết bị điện nói riêng và hệ thống điện nói chung ngày càng trở nên nghiêm ngặt. Cũng như đối với tất cả các thiết bị, vấn đề vận hành hệ thống điện trước hết cần phải được thực hiện theo đúng quy trình quy phạm. Các quy trình sử dụng thiết bị do các nhà chế tạo cung cấp và hướng dẫn. Quy trình vận hành các phần tử của hệ thống được xây dựng trên cơ sở các quy trình sử dụng thiết bị có xét đến những đặc điểm công nghệ của hệ thống. Một số đặc điểm nổi bật nhất là:

1.1.1. Các đặc điểm công nghệ của hệ thống điện

Hệ thống điện có hàng loạt đặc điểm khác biệt, mà dưới đây là một số đặc điểm nổi bật nhất có liên quan trực tiếp đến quá trình vận hành hệ thống điện:

1. Quá trình sản xuất và tiêu thụ điện năng diễn ra hầu như đồng thời

Đặc điểm này cho thấy điện năng không thể cất giữ dưới dạng dự trữ. Điều đó dẫn đến sự cần thiết phải duy trì sao cho tổng công suất phát của tất cả các nhà máy điện phải luôn luôn phù hợp với nhu cầu tiêu thụ của tất cả các hộ dùng điện. Sự mất cân đối sẽ làm giảm chất lượng điện,

mà trong một số trường hợp có thể dẫn đến sự cố và mất ổn định hệ thống. Do phụ tải luôn luôn thay đổi từ giá trị cực tiểu đến giá trị cực đại, cần phải có các biện pháp điều chỉnh chế độ làm việc hợp lý của các nhà máy điện.

2. *Hệ thống điện là một hệ thống thống nhất*, giữa các phần tử của hệ thống điện luôn luôn có những mối liên hệ hết sức mật thiết với nhau. Sự thay đổi của phụ tải của một nhà máy điện bất kỳ, sự đóng cắt một phần tử bất kỳ của mạng điện như trạm biến áp, đường dây truyền tải, v.v. đều dẫn đến sự thay đổi chế độ làm việc của các nhà máy điện khác, các đoạn dây khác, mà có thể ở cách xa nhau đến hàng trăm kilômét. Nhân viên vận hành của một nhà máy điện hoặc của một mạng điện độc lập không phải bao giờ cũng có thể biết và đánh giá được tất cả những gì diễn ra trong hệ thống điện, bởi vậy cần phải thống nhất hành động của họ khi có sự thay đổi chế độ làm việc của hệ thống điện. Sự thống nhất này cần thiết để duy trì chất lượng điện ở mức cho hợp lý.

3. *Các quá trình diễn ra trong hệ thống điện rất nhanh*, điều đó đòi hỏi hệ thống điện phải được trang bị các phương tiện tự động để duy trì chất lượng điện và độ tin cậy cung cấp điện.

4. *Hệ thống điện có liên quan mật thiết đến tất cả các ngành* và mọi lĩnh vực sản xuất sinh hoạt của nhân dân. Đặc điểm này đòi hỏi phải nâng cao những yêu cầu đối với hệ thống điện nhằm giảm đến mức tối thiểu thiệt hại đối với nền kinh tế do chất lượng điện và độ tin cậy giảm. Thêm vào đó việc phát triển hệ thống điện phải luôn luôn đi trước để đảm bảo cho sự phát triển chắc chắn của các ngành kinh tế khác.

5. *Hệ thống điện phát triển liên tục trong không gian và thời gian.* Để đáp ứng nhu cầu không ngừng gia tăng của các ngành kinh tế, hệ thống điện không ngừng được mở rộng và phát triển. Sự mở rộng hệ thống điện được thực hiện trên cơ sở quy hoạch phát triển của nền kinh tế quốc dân. Việc mở rộng và phát triển hệ thống điện phải được thực hiện dựa trên cơ sở phát triển của các ngành sản xuất để mang lại hiệu quả kinh tế cao nhất.

Quá trình vận hành hệ thống điện được thực hiện với sự quán triệt chặt chẽ các đặc điểm trên nhằm đáp ứng được những yêu cầu cơ bản của hệ thống điện.

1.1.2. Yêu cầu cơ bản của hệ thống điện

a. Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao.

b. Đảm bảo chất lượng điện.

c. Độ tin cậy cung cấp điện liên tục.

d. Tính linh hoạt và đáp ứng đồ thị phụ tải.

Thứ tự ưu tiên của các yêu cầu trên phụ thuộc vào điều kiện cụ thể. Giữa các yêu cầu luôn luôn có mối liên hệ mà có thể mâu thuẫn nhau, sự ưu tiên của yêu cầu này đòi hỏi một sự nhượng bộ nhất định của yêu cầu kia. Việc thiết lập sự hài hoà của các mối quan hệ đó là là lời giải của bài toán tối ưu đa mục tiêu. Để đảm bảo được những yêu cầu chặt chẽ đó, hệ thống điện phải luôn được giám sát, vận hành hợp lý nhất.

Độ tin cậy và sự liên tục cung cấp điện được đảm bảo trước hết bởi sự dự phòng công suất, sự phân phối hợp lý giữa các nhà máy điện, để có thể sử dụng kịp thời một cách nhanh nhất khi có yêu cầu. Các biện pháp bảo dưỡng, sửa chữa tiên tiến cũng cần được áp dụng triệt để. Việc lựa chọn sơ đồ hợp lý, các thao tác chuyển đổi sơ đồ là những biện pháp hữu hiệu để nâng cao độ tin cậy của hệ thống.

Yêu cầu về chất lượng điện được đảm bảo trước hết bởi sự cân bằng công suất tác dụng và công suất phản kháng trong hệ thống. Đó là điều kiện tối cần thiết để điều chỉnh tần số và điện áp trong giới hạn cho phép. Để điều chỉnh điện áp hợp lý, điều độ hệ thống cần phải có biện pháp phân bố và sử dụng tối ưu các nguồn công suất phản kháng, đảm bảo sao cho dòng công suất phản kháng trên các đoạn dây có giá trị thấp nhất đến mức có thể.

Tính kinh tế của hệ thống điện được đảm bảo bởi sự phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện với điều kiện thoả mãn đầy đủ nhu cầu phụ tải của hệ thống. Một trong những giải pháp quan trọng để nâng

cao hiệu quả kinh tế của hệ thống điện là áp dụng các biện pháp giảm tổn thất trong các phần tử hệ thống điện và tận dụng tối đa các nguồn năng lượng rẻ có hiệu quả cao.

1.2. Các chế độ của hệ thống điện và tính kinh tế của nó

1.2.1. Các chế độ của hệ thống điện

Chế độ của hệ thống điện là trạng thái nhất định nào đó mà được thiết lập bởi các tham số như điện áp, tần số, dòng điện, công suất v.v. Các tham số này gọi là tham số chế độ. Khi các tham số chế độ không thay đổi hoặc thay đổi với tốc độ rất chậm thì chế độ được gọi là xác lập, còn nếu các tham số chế độ thay đổi rất nhanh theo thời gian thì chế độ được coi là quá độ. Có thể phân biệt một số chế độ đặc trưng như sau:

a. ***Chế độ xác lập bình thường***: là chế độ làm việc bình thường, các tham số biến thiên rất nhỏ quanh giá trị trung bình. Thực ra khó có thể có chế độ bình thường vì trong thực tế phụ tải luôn luôn biến đổi, bởi vậy chế độ bình thường chỉ là tương đối.

b. ***Chế độ quá độ bình thường***: xảy ra thường xuyên khi hệ thống chuyển từ chế độ xác lập này sang chế độ xác lập khác. Trong trường hợp thao tác sai thì chế độ quá độ bình thường sẽ chuyển sang chế độ sự cố.

c. ***Chế độ quá độ sự cố***: xảy ra khi xuất hiện sự cố trong hệ thống điện, tham số thay đổi do sự cố. Hậu quả của chế độ quá độ sự cố phụ thuộc vào tính chất xảy ra sự cố.

d. ***Chế độ xác lập sau sự cố***: là trạng thái hệ thống sau khi các phần tử bị sự cố được loại ra khỏi mạng điện, đây cũng là chế độ đã được tính đến trước và sự cố là không thể tránh khỏi trong quá trình vận hành hệ thống. Nếu quá trình xảy ra ngắn mà các tham số chế độ vẫn nằm trong phạm vi cho phép thì chế độ sau sự cố coi như đã được xử lý tốt. Nếu các tham số ở một số nút không nằm trong phạm vi cho phép thì sự cố mang tính cục bộ, nếu điều đó tồn tại ở đa số nút thì sự cố mang

tính hệ thống.

1.2.2. Tính kinh tế và sự điều chỉnh chế độ của hệ thống điện

Tính kinh tế của hệ thống điện được đặc trưng bởi chi phí cực tiểu để sản xuất, truyền tải và phân phối điện năng. Bởi vì chi phí này phụ thuộc vào mức độ yêu cầu điện năng nên chỉ tiêu kinh tế của chế độ hệ thống điện đặc trưng cho suất chi phí, tức là chi phí trên 1 kWh, chứ không phải là lượng chi phí tuyệt đối. Tính kinh tế của hệ thống điện cũng có thể được thể hiện ở mức thu lợi nhuận cao nhất và đáp ứng được đầy đủ nhu cầu của các hộ dùng điện. Chỉ tiêu kinh tế có thể được xem xét dưới góc độ giá thành một kWh điện năng hữu ích. Chỉ tiêu này phụ thuộc vào nhiều yếu tố: giá nhiên liệu, giá thành thiết bị, yêu cầu và đặc điểm dùng điện, các điều kiện về thiên văn, thuỷ văn v.v. và đặc biệt là phương thức vận hành hệ thống điện.

Tính kinh tế của hệ thống điện trước hết được đảm bảo bởi sự tăng cường tính kinh tế của từng khâu trong hệ thống như tăng hiệu suất của lò hơi, tăng độ chân không của tuabin hơi, tăng cột nước hữu ích cho các tuabin nước v.v. Tính kinh tế của từng phần tử riêng biệt tương ứng với phụ tải đã định. Để đảm bảo tính kinh tế của hệ thống điện cần:

- Xác định sự phân bố công suất tối ưu giữa các phần tử của hệ thống như giữa máy phát với máy bù đồng bộ, lò hơi v.v.

- Lựa chọn tốt nhất tổ hợp các phần tử của hệ thống. Hao tổn trong các phần tử bao gồm hai thành phần là hao tổn không tải, tức là hao tổn cố định và hao tổn thay đổi phụ thuộc vào hệ số mang tải. Vì vậy khi tăng số lượng các phần tử thì thành phần hao tổn cố định sẽ tăng, nhưng thành phần hao tổn thay đổi sẽ giảm, tức là sẽ có một tổ hợp các phần tử mà tổng hao tổn sẽ nhỏ nhất. Ngoài ra phí tổn mở máy của các phần tử cũng cần được xét tới trong việc lựa chọn tổ hợp tối ưu.

- Xác định quy luật vận hành tối ưu của từng phần tử và của cả hệ thống, như quy luật điều chỉnh điện, quy luật điều chỉnh dung lượng bù

công suất phản kháng v.v.

1.3. Nhiệm vụ vận hành hệ thống điện

1.3.1. Nhiệm vụ chung

Các phần tử trong hệ thống điện có làm việc được tốt và tin cậy hay không phần lớn là do quá trình vận hành quyết định, khi vận hành các phần tử cần phải hoàn thành các nhiệm vụ để đảm bảo thực hiện tốt những yêu cầu cơ bản đã nói ở trên:

a, *Đảm bảo cung cấp điện năng liên tục,* tin cậy cho các hộ tiêu thụ và đảm bảo sự làm việc liên tục của thiết bị.

b, *Giữ được chất lượng điện năng cung cấp:* tần số và điện áp của dòng điện, áp lực và nhiệt độ hơi của nước nóng phải luôn được giữ trong giới hạn cho phép.

c, *Đáp ứng được đồ thị phụ tải hàng ngày* một cách linh hoạt, cung cấp đầy đủ điện năng chất lượng cho mọi khách hàng.

d, *Đảm bảo được tính kinh tế cao* của thiết bị làm việc, đồ thị phụ tải phải được san bằng tốt nhất đến mức có thể. Đảm bảo giá thành sản xuất, truyền tải và phân phối thấp nhất đến mức có thể.

Để thực hiện tốt các những nhiệm vụ trên cần phải duy trì trạng thái làm việc tốt nhất cho các thiết bị, điều đó đòi hỏi các nhân viên vận hành cần phải thực hiện các công việc chủ yếu sau:

1.3.2. Thử nghiệm

Việc thử nghiệm các thiết bị được tiến hành để kiểm tra và đánh giá trạng thái của các thiết bị. Khối lượng công việc thử nghiệm phụ thuộc vào loại thiết bị và mục đích thử nghiệm. Việc thử nghiệm có thể tiến hành ngay tại hiện trường hoặc tại các phòng thí nghiệm. Các công việc thử nghiệm được thực hiện:

- Sau mỗi lần đại tu, sau khi thay đổi cấu trúc thiết bị và cũng như việc chuyển sang sử dụng loại nhiên liệu khác.

- Khi có sự sai lệch thông số so với giá trị chuẩn một cách có hệ

thống mà cần phải giải thích rõ nguyên nhân của sự sai lệch này.

- Định kỳ sau một thời gian nhất định tính từ khi thiết bị bắt đầu được đưa vào vận hành nhằm kiểm tra tình trạng và khả năng làm việc của các thiết bị.

1.3.3. Phân tích đánh giá kết quả thử nghiệm

Sau khi đã tiến hành thử nghiệm, các kết quả sẽ được phân tích chi tiết để đưa ra các kết luận và đánh giá về kết quả bảo dưỡng (dựa theo sự so sánh các chỉ tiêu trước và sau khi sửa chữa). Những phân tích này bao gồm:

- Xác định hiệu quả của việc thay đổi cấu trúc thiết bị;
- Xác định các chỉ tiêu vận hành liên quan đến công tác hiệu chỉnh, hoặc khi chuyển sang đốt loại nhiên liệu khác;
- Thiết lập các đặc tính chế độ công nghệ khác nhau. Ví dụ đối với quá trình cháy: cần điều chỉnh độ quá nhiệt của hơi, độ chất tải của các cửa trích hơi của tuabin v.v.
- Giải thích nguyên nhân của sự sai lệch thông số của thiết bị và bằng các thực nghiệm, xác định được các đặc tính phụ trợ cần thiết, từ kết quả phân tích, xác định nguyên nhân sai lệch và đưa ra các giải pháp khắc phục.

1.3.4. Sữa chữa định kỳ

Sự làm việc lâu dài, liên tục và ổn định của các thiết bị trong hệ thống điện được đảm bảo bởi chế độ sửa chữa phòng ngừa theo kế hoạch, tức là sự sửa chữa, bảo dưỡng được tiến hành sau một khoảng thời gian xác định, trước khi thiết bị có thể bị dừng làm việc do hao mòn hoặc hỏng hóc, quá trình sửa chữa định kỳ được chia ra các loại:

+ Đại tu.

+ Bảo dưỡng thường kỳ.

Có hai loại sửa chữa đặc biệt không có trong chế độ sửa chữa

phòng ngừa theo kế hoạch đó là sửa chữa sự cố và sửa chữa khôi phục. Sửa chữa khôi phục được thực hiện trước khi đưa vào vận hành các thiết bị ở trạng thái ngừng hoạt động lâu dài do dự phòng hoặc do các nguyên nhân khác như thiên tai.

- Khi sửa chữa đại tu người ta tiến hành xem xét thật kỹ các tổ máy và phân tích tình trạng của máy, khắc phục những hư hỏng ở các bộ phận và chi tiết bằng cách khôi phục hoặc thay thế. Trong thời gian sửa chữa đại tu đồng thời người ta tiến hành hiện đại hoá thiết bị đã đề ra trước đó.

- Trong quá trình bảo dưỡng thường kỳ người ta làm các công việc cần thiết để đảm bảo tổ máy tiếp tục làm việc với năng suất và hiệu quả kinh tế cao, ví dụ: làm sạch bề mặt gia nhiệt, bề mặt đốt của lò hơi, thay dầu trong các bộ phận khác nhau, khôi phục lớp cách nhiệt, thay thế các chi tiết bị mài mòn như bi của máy nghiền, cánh của quạt khói và quạt gió v.v.

1.4. Điều độ và sơ đồ tổ chức hoạt động vận hành hệ thống điện

Phụ thuộc vào quy mô của hệ thống điện có thể có những sơ đồ tổ chức điều độ khác nhau. Sơ đồ tổ chức đơn giản nhất là sơ đồ tập trung, trong đó điều độ hệ thống trực tiếp điều hành hoạt động của các kỹ sư trực ban ở các nhà máy điện và các trạm biến áp. Sơ đồ đơn giản này cho phép điều hành các hoạt động trong hệ thống một cách mạch lạc và cơ động, tuy nhiên nó chỉ có thể áp dụng đối với các hệ thống điện nhỏ. Đối với các hệ thống lớn sơ đồ điều độ tập trung đơn giản sẽ làm cho điều độ hệ thống bị quá tải bởi lượng thông tin qua lại từ rất nhiều điểm. Bởi vậy ở các hệ thống phức tạp sơ đồ phân tán từng phần sẽ có hiệu quả hơn nhiều. Hệ thống điều độ được phân thành nhiều cấp: điều độ quốc gia (hay điều độ hệ thống), điều độ khu vực (điều độ vùng) và điều độ địa phương. Mỗi cấp thực hiện những nhiệm vụ riêng của mình, tuy nhiên sự phân cấp chỉ là tương đối, giữa các cấp luôn luôn có sự liên kết chặt chẽ, hỗ trợ nhau trong quá trình vận hành hệ thống chung. Ứng với từng nhóm

công việc có thể tạm phân thành hai hệ thống thực hiện: nhóm thứ nhất được thực hiện bởi hệ thống điều độ, nhóm thứ hai – bởi hệ thống quản lý.

1.4.1. Điều độ quốc gia

Điều độ quốc gia có nhiệm vụ:

- Thoả mãn nhu cầu của phụ tải về điện năng và công suất đỉnh.

- Đảm bảo hoạt động an toàn và tin cậy của toàn hệ thống điện cũng như từng phần tử của nó.

- Đảm bảo chất lượng điện năng: tần số và điện áp ở các nút của hệ thống.

- Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao bằng cách sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng sơ cấp.

- Nhanh chóng loại trừ sự cố trong hệ thống điện.

Điều độ quốc gia chia làm hai bộ phận: chỉ huy và thường trực.

Bộ phận chỉ huy theo dõi các hoạt động và chỉ huy cấp dưới thực hiện nhiệm vụ được giao.

Bộ phận thường trực thực hiện các công việc cụ thể sau:

- Lập kế hoạch bảo dưỡng tối ưu các tổ máy, đường dây và trạm biến áp, sao cho đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện cao nhất;

- Cân bằng năng lượng năm, quý, tháng;

- Xác định đồ thị phụ tải ngày đêm;

- Lập sơ đồ vận hành lưới điện chính;

- Tính phân bố tối ưu công suất tác dụng và phản kháng, tính mức điện áp các nút chính;

- Tính ổn định, chọn và chỉnh định cấu trúc hệ thống bảo vệ rơle và tự động chống sự cố;

- Lập trình tự điều chỉnh tần số và điện áp;

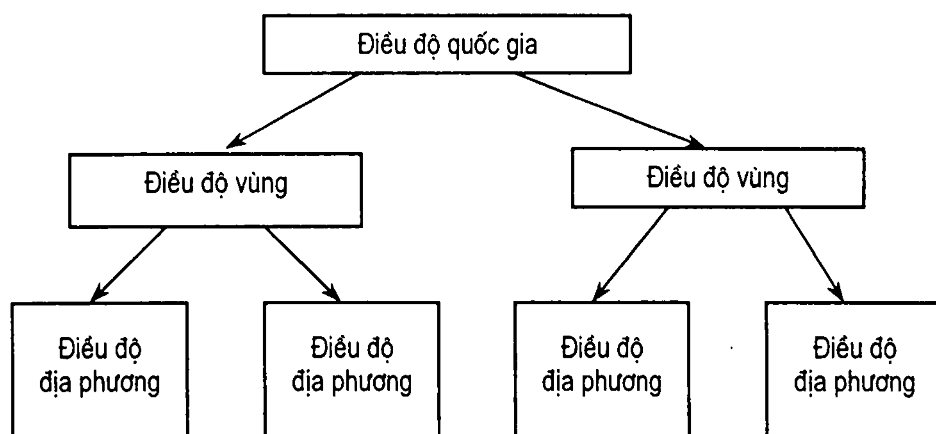
- Dự kiến các tình huống sự cố và cách xử lý;

- Lập sơ đồ sử dụng tối ưu nguồn năng lượng (nước ở thuỷ điện...)

- Điều độ quốc gia chỉ định biểu đồ phụ tải cho các nhà máy điện và điều chỉnh nó trong quá trình vận hành;

- Điều độ quốc gia có thể đưa ra các yêu cầu đối với quy hoạch thiết kế hệ thống;

Trên cơ sở phân tích các hoạt động của hệ thống điện trong quá khứ, điều độ quốc gia đưa ra các phương thức vận hành, hoàn thành hệ thống điều độ. Sơ đồ tổ chức các cấp điều độ được thể hiện trên hình 1.1.



Hình 1.1. Sơ đồ tổ chức hoạt động của hệ thống điều độ.

1.4.2. Điều độ địa phương

Điều độ địa phương có nhiệm vụ điều khiển việc tiếp nhận và phân phối điện năng từ các trạm biến áp và trạm phân phối trung gian cho các mạng điện phân phối trung và hạ áp. Sơ đồ tổ chức điều độ địa phương được thể hiện trên hình 1.2. Điều độ địa phương đảm bảo cung cấp điện tin cậy và chất lượng cho khách hàng với mức tổn thất thấp nhất.

Nhiệm vụ: Công việc cụ thể của điều độ địa phương là

* *Ở chế độ vận hành bình thường*

- Thực hiện các thao tác đóng cắt và điều chỉnh trên lưới điện nhằm tối ưu hoá chế độ của mạng điện;

- Thao tác bảo dưỡng định kỳ;

- Đưa các thiết bị mới vào vận hành;

- Điều chỉnh đóng cắt các trạm biến áp cho phù hợp với công suất nguồn;

- Đóng các phụ tải mới và cắt các phụ tải không đạt yêu cầu;

- Đo đếm các tham số trong mạng điện;

- Kiểm tra sự hoạt động của các phụ tải;

- Duy trì hành lang an toàn của mạng điện.

* *Ở chế độ sự cố*

- Đánh giá nhận định tính chất của các sự cố;

- Loại trừ hậu quả của các sự cố;

- Cô lập các phần tử bị sự cố ra khỏi mạng điện, đóng các nguồn dự phòng để duy trì sự hoạt động bình thường của các thiết bị còn lại;

- Khắc phục sự cố.

Công việc cụ thể của ban phương thức vận hành địa phương là:

- Lập kế hoạch cấu trúc vận hành mạng điện;

- Lập kế hoạch bảo dưỡng định kỳ, nâng cấp các phần tử hệ thống điện;

- Sa thải phụ tải khi thiếu hụt công suất nguồn;

- Đo đếm và điều chỉnh các tham số chế độ của mạng điện;

- Lập kế hoạch hoạt động cho các đội công tác.

Nguyên tắc chung

a. Có các thông tin đầy đủ về đặc tính của các phần tử hệ thống điện và các trạng thái của chúng;

b. Gia công xử lý nhanh các thông tin để có quyết định vận hành chính xác;

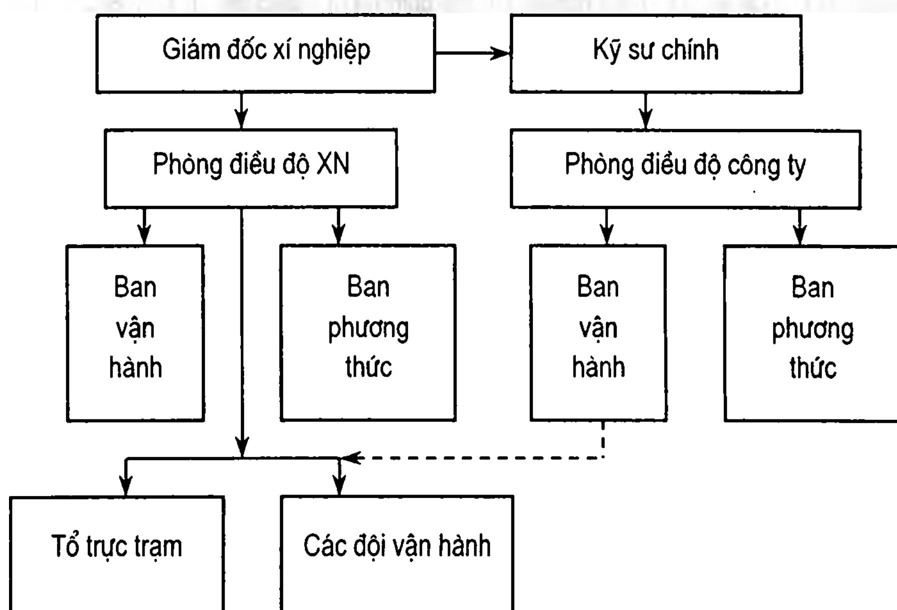
c. Truyền nhanh và chính xác các thông tin đến nơi thừa hành;

d. Nhận đúng các thông tin phản hồi để kiểm tra và hiệu chỉnh kịp thời;

e. Lưu giữ và phân tích các trạng thái của các phần tử hệ thống để đúc rút kinh nghiệm và nghiên cứu đối sách phù hợp;

f. Dự báo và quy hoạch quá trình vận hành trong tương lai;

g. Các hoạt động được thực hiện trong một hệ thống thống nhất và đồng bộ.



Hình 1.2. Sơ đồ tổ chức điều độ địa phương.

1.4.3. Sơ đồ tổ chức của nhà máy điện

Sơ đồ tổ chức nhà máy nhiệt điện được thể hiện trên hình 1.3. Sự phân bố lực lượng kỹ thuật trong nhà máy điện được thực hiện như sau:

TRUNG TÂM T.T.ĐIỆN LỰC
THƯ VIỆN

Các phân xưởng kỹ thuật, vận hành, kiểm nhiệt, lò máy, thuỷ lực, hoá chất, đường sắt vv chịu sự điều hành trực tiếp của phó giám đốc kỹ thuật; Các phân xưởng sửa chữa, bảo dưỡng v.v. chịu sự điều hành trực tiếp của phó giám đốc sửa chữa.

Giám đốc

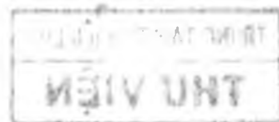
PGĐ Kỹ thuật | Phòng Tài vụ | Phòng Kế hoạch | Phòng Tài chính | Phòng Bảo vệ | PGĐ S/C

PX VH điện kiểm nhiệt | PX Lò máy | PX Thuỷ lực | PX Hoá chất | PX Nhiên liệu | PX Đường sắt | Phòng Kỹ thuật | PX Đại tu điện | PX Đại tu cơ nhiệt | PX Cơ khí | PX S/C cơ nhiệt

Hình 1.3. Sơ đồ tổ chức hoạt động của nhà máy điện.

Các phòng ban nghiệp vụ và các phân xưởng chịu sự lãnh đạo chung của giám đốc nhà máy, việc điều hành việc sản xuất trong ca của nhà máy là trưởng ca.

Người điều hành cao nhất của mỗi ca trực là trưởng ca, dưới trưởng ca là các trưởng kíp lò, trưởng kíp điện, trưởng kíp nhiên liệu, trưởng kíp trạm phân phối ngoài trời (35 ÷ 500 kV), dưới các trưởng kíp



là các trực ban kỹ thuật. Mỗi kíp làm việc có số lượng nhân viên vận hành phụ thuộc vào từng điều kiện cụ thể. Mỗi vị trí làm việc đòi hỏi học vị, bậc thợ và bậc an toàn tương tương ứng.

Bên cạnh giám đốc thường có trợ lý giám đốc là người giúp cho giám đốc thực hiện các công việc cần thiết trong quá trình điều hành nhà máy điện, ngoài ra còn có nhân viên thư ký giúp giám đốc trong việc soạn thảo văn bản, giao dịch điện thoại v.v.

1.5. Thủ tục thực hiện công việc vận hành thiết bị điện

1.5.1. Phiếu công tác

Phiếu công tác (hay phiếu thao tác) là giấy phép tiến hành công việc trong đó ghi rõ nơi làm việc, nội dung công việc, thời gian bắt đầu, điều kiện tiến hành làm việc. Phiếu công tác được viết làm hai bản rõ ràng, không tẩy xoá, một bản lưu còn một bản được giao trực tiếp cho người tổ trưởng phụ trách công việc. Riêng đối với mạng điện hạ áp thì chỉ cần viết một bản và lưu lại cuống. Những công việc sau đây bắt buộc phải được giao theo phiếu công tác:

- làm việc trên tất cả các thiết bị cao áp;
- làm việc ở các thiết bị đã cắt điện;
- làm việc ở độ cao 3 mét trở lên đối với thiết bị không cắt điện mà khoảng cách an toàn cho phép;
- làm việc ở đường dây cắt điện nhưng các dây dẫn khác mắc trên cùng cột điện này vẫn có điện;
- làm việc trực tiếp trên các thiết bị đang mang điện hạ áp.

Thủ tục cấp phiếu thao tác nhau sau: Nhiệm vụ công tác do thủ trưởng đơn vị quyết định, nếu công việc được tiến hành trong nội bộ đơn vị thì thủ trưởng đơn vị có thể uỷ nhiệm cho kỹ thuật viên viết và ký phiếu, nếu công việc do đơn vị khác đến thực hiện thì đơn vị quản lý thiết bị phải có trách nhiệm viết phần biện pháp an toàn vào phiếu thao tác.

1.5.2. Nội dung của phiếu thao tác

Phiếu thao tác được viết bằng tay với đầy đủ nhiệm vụ, địa điểm, thời gian bắt đầu công việc, họ và tên người ra lệnh, người giám sát và người thực hiện thao tác. Trong phiếu thao tác phải ghi rõ sơ đồ, trình tự thực hiện các hạng mục công việc như: cắt điện, kiểm tra, đặt rào ngăn, mắc tiếp địa, treo biển báo v.v. Phiếu thao tác phải được ghi rõ ràng không tẩy xoá. Mỗi phiếu thao tác chỉ viết cho một nhiệm vụ. Phiếu thao tác phải có chữ ký của người viết.

1.5.3. Thực hiện công việc

Phiếu thao tác sau khi đã được trưởng ca, kíp duyệt, được giao cho tổ trưởng thực hiện công việc một bản, còn một bản được lưu lại. Tổ trưởng tổ công tác có nhiệm vụ phổ biến rõ nhiệm vụ thực hiện các công việc cho các thành viên trong tổ.

Người được giao nhiệm vụ thao tác phải nắm vững sơ đồ, vị trí của các thiết bị cần thao tác, các hạng mục và trình tự thao tác. Quá trình thao tác được thực hiện dưới sự giám sát của người có bậc an toàn cao. Sau khi đến địa điểm thực hiện công việc, cả người thực hiện và người giám sát phải kiểm tra lại sơ đồ thực tế của thiết bị với phiếu thao tác, chỉ khi không có sự sai khác thì mới bắt đầu tiến hành công việc.

Người thực hiện các công việc vận hành và sửa chữa thiết bị điện phải có đủ trình độ về chuyên môn, có bậc an toàn thích hợp, có sức khoẻ ... theo đúng yêu cầu của ngành điện. Mọi thao tác đóng cắt ở mạng điện cao áp đều phải do 2 người thực hiện, người trực tiếp thực hiện các thao tác phải có bậc an toàn không thấp hơn bậc 3, người có bậc an toàn cao hơn (không thấp hơn bậc 4) làm nhiệm vụ giám sát. Cả hai người này đều phải chịu trách nhiệm như nhau về các công việc thực hiện. Các thao tác phải được thực hiện một cách dứt khoát, cẩn thận và mạch lạc.

Trước khi kết thúc công việc, người chỉ huy phải trực tiếp kiểm tra lại toàn bộ công việc, thiết bị và sơ đồ vừa được thực hiện xong, sau đó ra lệnh tháo tiếp địa di động. Người chỉ huy trực tiếp đóng điện trả lại cho thiết bị, cất biển báo và thu lại phiếu công tác, ký tên và trả lại phiếu thao tác cho người cấp, phiếu này được lưu lại ít nhất một tháng.

Tóm tắt chương 1

Yêu cầu cơ bản của hệ thống điện là

a. Đảm bảo hiệu quả kinh tế cao.

b. Đảm bảo chất lượng điện.

c. Độ tin cậy cung cấp điện liên tục.

d. Tính linh động và đáp ứng đồ thị phụ tải.

Các chế độ của hệ thống điện

a. *Chế độ xác lập bình thường*

b. *Chế độ quá độ bình thường*

d. *Chế độ xác lập sau sự cố*

Tính kinh tế và sự điều chỉnh chế độ của hệ thống điện

Tính kinh tế của hệ thống điện cũng có thể được thể hiện ở mức thu lợi nhuận cao nhất và đáp ứng được đầy đủ nhu cầu của các hộ dùng điện.

Để đảm bảo tính kinh tế của hệ thống điện cần:

- Xác định sự phân bố công suất tối ưu giữa các phần tử của hệ thống

- Lựa chọn tốt nhất tổ hợp các phần tử của hệ thống

- Xác định quy luật vận hành tối ưu của từng phần tử và của cả hệ thống

Những công việc nhiệm vụ vận hành

a. Thử nghiệm

b. Phân tích đánh giá kết quả thử nghiệm

c. Sữa chữa định kỳ

Điều độ quốc gia chia làm hai bộ phận:

Bộ phận chỉ huy theo dõi các hoạt động và chỉ huy cấp dưới thực hiện nhiệm vụ được giao.

Bộ phận thường trực thực hiện các công việc cụ thể

Điều độ địa phương có nhiệm vụ điều khiển việc tiếp nhận và phân phối điện năng từ các trạm biến áp và trạm phân phối trung gian cho các mạng điện phân phối trung và hạ áp.

Câu hỏi ôn tập chương 1

1. Hãy cho biết những khái niệm cơ bản, đặc điểm và yêu cầu của hệ thống điện.
2. Mục tiêu và nhiệm vụ vận hành hệ thống điện.
3. Các chế độ và tính kinh tế của hệ thống điện.
4. Nhiệm vụ và sơ đồ tổ chức của điều độ quốc gia.
5. Nhiệm vụ và sơ đồ tổ chức của điều độ địa phương.
6. Sơ đồ tổ chức của nhà máy điện.
7. Thủ tục thực hiện các công việc vận hành thiết bị điện.

Chương 2

CHẾ ĐỘ NHIỆT CỦA THIẾT BỊ ĐIỆN

2.1. Đại cương

Trong quá trình hoạt động, dòng điện làm việc của các thiết bị điện gây ra một sự tổn thất điện năng. Lượng điện năng tổn thất được thể hiện dưới dạng nhiệt làm tăng nhiệt độ của các thiết bị. Sự tăng nhiệt độ của các thiết bị càng làm tăng tổn thất điện năng do điện trở của các phần dẫn điện tăng, do đó làm giảm khả năng mang tải của chúng. Độ bền cơ học của các chi tiết trong các thiết bị điện giảm khi nhiệt độ tăng, điều đó làm giảm độ tin cậy của chúng. Khi nhiệt độ tăng, tổn thất trong chất điện môi sẽ tăng, làm cho độ bền điện của chúng giảm, dẫn đến giới hạn đốt nóng cho phép của các thiết bị bị giảm. Đó chính là những nguyên nhân cơ bản làm tăng nhanh quá trình già hoá cách điện và làm giảm tuổi thọ của thiết bị điện.

Nghiên cứu chế độ nhiệt của các thiết bị điện là nhiệm vụ quan trọng, vì từ đó có thể xác định được các điều kiện làm việc an toàn của các thiết bị, đặc biệt là khả năng mang tải của chúng. Việc nghiên cứu chế độ nhiệt của các thiết bị điện là bài toán khá phức tạp vì sự tăng của nhiệt độ, sự truyền nhiệt và ngay cả sự phát sinh nhiệt phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như các tham số chế độ (dòng điện, điện áp, tần số,tổn thất v.v.), đặc điểm cấu trúc (vật liệu, kết cấu lõi thép, cuộn dây, môi chất làm mát v.v.), tham số của môi trường xung quanh (nhiệt độ, độ ẩm, áp suất không khí v.v.) và các tham số vật lý khác như quán tính, độ nhớt v.v. Tuỳ theo mục đích cụ thể để có thể lựa chọn phương pháp tính toán chế độ nhiệt phù hợp với sai số nằm trong giới hạn cho phép.

2.2. Sự cân bằng nhiệt trong thiết bị điện

Khi các thiết bị điện làm việc, sự hao tổn công suất trong máy sinh

ra một lượng nhiệt, lượng nhiệt này một phần làm tăng nhiệt độ của máy, phần còn lại được toả ra môi trường xung quanh. Sự truyền nhiệt trong các thiết bị được diễn ra theo các phương thức: dẫn nhiệt, bức xạ nhiệt và đối lưu. Theo định luật bảo toàn năng lượng, nhiệt năng sinh ra trong thiết bị điện bằng tổng nhiệt năng làm nóng thiết bị và nhiệt năng toả ra môi trương xung quanh. Phương trình cân bằng nhiệt trong thiết bị điện có thể biểu thị dưới dạng

$$\Delta P.dt = cG.d\theta + qF\theta.dt \tag{2.1}$$

trong đó: ΔP - hao tổn công suất trong thiết bị điện;

t - thời gian tác động của phụ tải;

c - nhiệt dung, $W.s/(kg.^0C)$;

G - khối lượng của vật thể;

θ - tăng nhiệt độ của thiết bị so với môi trường làm mát tại thời điểm t, $\theta = \theta_{th.bị} - \theta_0$;

$\theta_{th.bị}$ - nhiệt độ của thiết bị điện;

θ_0 - nhiệt độ của môi trường xung quanh;

q - nhiệt lượng toả ra trên một đơn vị diện tích bề mặt, $W/mm^2.^0C$

F - diện tích bề mặt tiếp xúc, mm^2.

Chia hai vế của biểu thức (2.1) cho dt ta được phương trình vi phân

$$\Delta P = cG\frac{d\theta}{dt} + qF\theta \tag{2.2}$$

Nếu coi các đại lượng c, q là không đổi thì phương trình vi phân này có nghiệm:

$$\theta = Ae^{kt} + B \tag{2.3}$$

trong đó: A, B là các hằng số, xác định theo các điều kiện ban đầu

k - là nghiệm của phương trình đặc trưng: $cGk + qF = 0$

$$k = -\frac{qF}{cG} \tag{2.4}$$

Tức là $$\theta = A e^{-\frac{qF}{cG}t} + B;$$

Gọi T là hằng số thời gian đốt nóng

$$T = \frac{cG}{qF}$$

ta có $$\theta = A e^{-\frac{t}{T}} + B; \tag{2.5}$$

Ở thời điểm ban đầu khi t = 0 thì nhiệt độ của thiết bị và môi trường xung quanh bằng nhau, tức là độ chênh lệch nhiệt độ giữa thiết bị và môi trường xung quanh bằng không $\theta = 0$, lúc đó

$$0 = A + B \quad \text{suy ra } A = -B$$

Ở thời điểm $t = \infty$ thì θ đạt đến giá trị xác lập $\theta = \theta_\infty$

$$\theta_\infty = A e^{-\frac{\infty}{T}} + B = 0 + B \text{ hay } B = \theta_\infty$$

Thay các giá trị A và B vào biểu thức (2.5) ta có

$$\theta = \theta_\infty(1 - e^{-\frac{t}{T}}) \tag{2.6}$$

Nhiệt độ của thiết bị tại thời điểm t bất kỳ có thể xác định theo biểu thức

$$\theta_t = \theta_\infty(1 - e^{-\frac{t}{T}}) + \theta_0 . e^{-\frac{t}{T}} \tag{2.7}$$

Biểu thức (2.7) cho phép phân tích động học biến đổi của nhiệt độ trong thiết bị điện. Hằng số thời gian đốt nóng T của các thiết bị điện hoàn toàn có thể xác định phụ thuộc vào công suất định mức và phương thức làm mát của chúng. Đối với các loại máy biến áp, thường giá trị hằng số thời gian đốt nóng T này dao động trong khoảng (2,5 ÷ 3,5) giờ (xem bảng 2.1). Hằng số thời gian đốt nóng của các cuộn dây, theo sự tương quan về khối lượng, có thể nằm trong khoảng 4 ÷ 7 ph, vì nhiệt dung của các cuộn dây khá cao và bản thân chúng nằm trong môi trường làm mát tốt là dầu. Giá trị hằng số thời gian đốt nóng máy phát có thể lấy gần bằng các trị số cho trong bảng 2.2.

Bảng 2.1. Hằng số thời gian đốt nóng của một số loại máy biến áp

TT	Công suất, MVA	Hệ thống làm mát	T, h
1	0,001 ÷ 1	dầu (TM)	2,5
2	1 ÷ 6,3	dầu (TM)	3,5
3	6,3 ÷ 32	dầu + quạt (TMД)	2,5
4	32 ÷ 63	dầu + quạt (TMД)	3,5
5	100 ÷ 125	cưỡng bức dầu và không khí (TMДЦ)	2,5
6	> 125	cưỡng bức dầu và không khí (TMДЦ)	3,5

Bảng 2.2. Hằng sò thời gian đốt nóng máy phát

Công suất định mức máy phát, MW	T - Hằng số thời gian đốt nóng máy phát, ph			
	Cuộn dây rotor làm mát trực tiếp bằng khí hydro		Cuộn dây stator làm mát trực tiếp bằng nước	
	Cực đại	Trung bình	Cực đại	Trung bình
30	5,9	4,4	0,6	0,3
150	3,2	2,5	1,5	0,8
200	2,6	2,0	1,7	0,9
300	2,4	1,9	1,9	1
500	2,9	2,3	2,9	1,5

2.3. Tuổi thọ của thiết bị điện

Tuổi thọ của các thiết bị phụ thuộc chủ yếu vào chế độ nhiệt của chúng. Trong quá trình làm việc, các vật liệu cách điện bị già hoá do tác động của nhiệt độ, độ ẩm, tác dụng hoá học v.v. Quá trình già hoá của thiết bị thực chất là quá trình suy giảm đặc tính cách điện do sự biến đổi hoá chất xảy ra trong cách điện dưới sự tác động của các yếu tố khác nhau trong quá trình vận hành, đặc biệt là sự tác động của nhiệt độ. Nếu thiết bị làm việc với phụ tải định mức thì nhiệt độ được giữ trong giới hạn

cho phép ứng với các loại cách điện, thiết bị sẽ làm việc bình thường với tuổi thọ định mức N_n. Nếu thiết bị làm việc quá tải, tức là khi hệ số mang tải $k_{mt} > 1$, thì nhiệt độ sẽ có thể vượt quá giới hạn cho phép, khi đó thiết bị sẽ bị giảm tuổi thọ phụ thuộc vào mức vượt quá nhiều hay ít. Khi nhiệt độ thay đổi đột ngột thì ảnh hưởng sẽ lớn hơn so với trường hợp tăng từ từ. Nhìn chung sự già hoá của cách điện tăng cùng thời gian và cùng nhiệt độ. Tuổi thọ trung bình của thiết bị điện N phụ thuộc vào nhiệt độ của môi trường xung quanh và hệ số mang tải có thể biểu thị dưới dạng biểu thức sau

$$N = N_n 2^{\frac{(\theta_{cp} - \theta_{tb})(1 - k_{mt}^2)}{\alpha}} = N_n.L, \text{ năm} \qquad (2.8)$$

trong đó: N_n - tuổi thọ định mức thiết bị, năm;

α - hệ số, phụ thuộc vào vật liệu, thường có giá trị trong khoảng $8 \div 12$;

θ_{cp} - nhiệt độ cho phép (nhiệt độ giới hạn của thiết bị điện), ^0C;

θ_{tb} - nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh, ^0C;

k_{mt} - hệ số mang tải của thiết bị;

$$L = 2^{\frac{(\theta_{cp} - \theta_{tb})(1 - k_{mt}^2)}{\alpha}}$$

Phân tích biểu thức (2.8) ta thấy nếu thiết bị làm việc non tải thì tuổi thọ có thể được kéo dài, còn nếu làm việc quá tải thì tuổi thọ sẽ bị giảm, có nghĩa là tuổi thọ của thiết bị điện là một đại lượng biến thiên phụ thuộc vào chế độ làm việc và điều kiện làm mát. Khả năng làm việc quá tải của thiết bị không chỉ phụ thuộc vào hệ số quá tải, mà còn phụ thuộc vào chế độ mang tải trước đó. Tuổi thọ thực tế của thiết bị phụ thuộc vào các chế độ làm việc có thể biểu thị dưới dạng

$$N = N_n \frac{t_{qt}}{t_{dt}} \qquad (2.9)$$

t_{qt} - thời gian làm việc quá tải cho phép của thiết bị;

t_{dt}- thời gian dự trữ do trước đó thiết bị làm việc non tải.

Thời gian dự trữ t_{dt} trong ngày có thể xác định theo biểu thức

$$t_{dt} = 24 - \sum_{i=1}^{M} t_{qdi}, h \quad (2.10)$$

t_{qdi}- thời gian phục vụ ở chế độ thứ i ứng với hệ số mang tải $k_{mt,i}$ quy đổi về chế độ làm việc định mức

$$t_{qdi} = \frac{t_i}{L_i} \quad (2.11)$$

M - số lần thay đổi chế độ làm việc trong ngày;

t_i – thời gian làm việc thực tế ở chế độ thứ i trong ngày, h.

Thay (2.9) vào (2.8) và sau một vài biến đổi đơn giản ta có thể nhận được biểu thức cho phép xác định thời gian quá tải cho phép của thiết bị

$$t_{qt} = t_{dt}.L \quad (2.12)$$

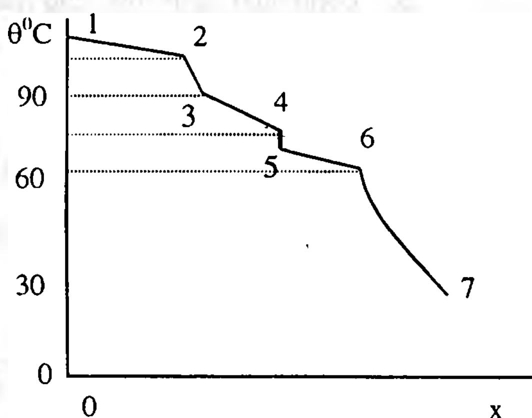
Như vậy, nếu trong quá trình vận hành thiết bị làm việc với phụ tải thấp hơn giá trị định mức, thì chúng có thể làm việc quá tải trong một khoảng thời gian nhất định mà không làm ảnh hưởng đến tuổi thọ định mức, ấn định bởi các nhà chế tạo.

2.4. Chế độ nhiệt của máy biến áp

2.4.1. Chế độ nhiệt xác lập của máy biến áp

Ở chế độ xác lập, khi máy biến áp làm việc bình thường, nhiệt độ của máy đạt đến một giá trị ổn định. Lúc này toàn bộ lượng nhiệt do máy sinh ra sẽ được toả ra môi trường xung quanh nhờ quá trình trao đổi nhiệt với sự trợ giúp của hệ thống làm mát. Với các tham số định mức máy biến áp có thể làm việc bình thường trong khoảng thời gian 25 ÷ 30 năm, nếu điều kiện làm mát của môi trường đảm bảo đúng trong giới hạn giá trị cho phép, tức là nếu nhiệt độ trung bình và nhiệt độ cực đại của môi trường nằm trong giới hạn xác định.

Độ đốt nóng của máy biến áp đang vận hành được kiểm tra theo nhiệt độ lớp dầu trên bằng nhiệt kế. Nhiệt độ lớn nhất của lớp dầu trên cùng không được vượt quá giá trị cho phép θ_{cp} (xem bảng 2.3). Thêm vào đó, điện áp phía sơ cấp không được vượt quá 5% so với giá trị định mức. Trong quá trình làm việc, nếu nhiệt độ của các cuộn dây tăng, thì tuổi thọ của máy sẽ bị giảm. Thực nghiệm cho thấy nếu nhiệt độ của máy biến áp không vượt quá giá trị cho phép khi máy làm việc liên tục 24 tiếng mỗi ngày thì tuổi thọ của máy sẽ đạt giá trị định mức. Nếu nhiệt độ của máy tăng lên thì tuổi thọ sẽ bị giảm xuống và nếu nhiệt độ giảm thì tuổi thọ sẽ tăng.



Hình 2.1. Sự phân bố nhiệt độ trong máy biến áp:

1-2: trong cuộn dây;

2-3: ở bề mặt tiếp xúc giữa dầu và cuộn dây;

3-4: trong dầu;

4-5: giữa dầu và thùng;

5-6: ở thùng máy biến áp;

6-7: tiếp xúc với môi trường xung quanh.

Sự phân bố nhiệt độ trong máy biến áp có thể biểu thị trên hình 2.1. Điểm nóng nhất của máy biến áp là cuộn dây và sẽ giảm dần đến bề mặt tiếp xúc với môi trường xung quanh. Kết quả phân tích biểu đồ phân bố nhiệt độ máy biến áp cho thấy sự giảm nhiệt độ trong cuộn dây chỉ khoảng vài ba độ, trong khi đó sự giảm nhiệt ở điểm tiếp xúc với môi trường xung quanh chiếm tới 60 % tổng nhiệt giáng của máy biến áp. Sự phân bố nhiệt độ cũng thay đổi theo chiều cao máy biến áp, nhiệt độ ở lớp dầu trên cùng có giá trị cao nhất. Để thuận tiện cho việc theo dõi chế độ làm việc của máy biến áp trong quá trình vận hành, nhiệt độ kiểm tra không phải là nhiệt độ của cuộn dây mà là nhiệt độ dầu lớp trên cùng.

Sự thay đổi của nhiệt độ máy biến áp phụ thuộc vào sự thay đổi của phụ tải. Như đã biết, hao tổn công suất trong máy biến áp gồm hai thành phần: hao tổn không tải và hao tổn ngắn mạch. Thành phần thứ nhất có giá trị cố định không phụ thuộc vào sự mang tải của máy biến áp, còn thành phần thứ hai tỷ lệ với bình phương hệ số mang tải

$$\Delta P = \Delta P_0 + \Delta P_k k_{mt}^2; \qquad (2.12)$$

trong đó:

$k_{mt} = \dfrac{S}{S_n}$ - hệ số mang tải của máy biến áp;

S - phụ tải của máy biến áp;

S_n - công suất định mức của máy biến áp;

ΔP_0, ΔP_k - hao tổn không tải và hao tổn ngắn mạch của máy biến áp.

Nếu ký hiệu $b = \dfrac{\Delta P_k}{\Delta P_0}$ thì ta có thể biểu thị độ tăng nhiệt độ của lớp dầu trên cùng so với nhiệt độ của môi trường làm mát phụ thuộc vào hệ số mang tải và điều kiện làm mát như sau:

$$\theta_d = \theta_{d.n}\left(\frac{1 + b.k_{mt}^2}{1 + b}\right)^m \qquad (2.13)$$

$\theta_{d.n}$- độ tăng nhiệt độ dầu khi phụ tải định mức, trong tính toán có thể lấy bằng:

$$\theta_{d.n} = \theta_{cp} - \theta_{tb} \qquad (2.14)$$

θ_{cp}- nhiệt độ cho phép của máy biến áp, phụ thuộc vào chế độ làm mát (bảng 2.3);

θ_{tb} - nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh;

m - chỉ số phụ thuộc vào điều kiện làm mát của máy biến áp.

Bảng 2.3. Giá trị của chỉ số m và nhiệt độ cho phép θ_{cp} phụ thuộc vào phương thức làm mát máy biến áp

Hệ thống làm mát	M	Д	Ц	ДЦ
m	0,8	0,9	1	1
θ_{cp}, ^{0}C	95	95	70	75

trong đó:

M - hệ thống làm mát bằng đối lưu của dầu biến áp;

Д - hệ thống làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu của dầu có sự trợ giúp của các máy quạt ;

Ц - hệ thống làm mát bằng sự lưu thông của dầu và nước;

ДЦ - hệ thống làm mát bằng tuần hoàn cưỡng bức dầu và không khí.

Độ tăng nhiệt θ của máy biến áp tỷ lệ thuận với hao tổn công suất trong máy và tỷ lệ nghịch với hệ số truyền nhiệt và diện tích bề mặt toả nhiệt, mối quan hệ này có thể biểu thị bởi công thức:

$$\theta = \frac{\Delta P}{q.F} \qquad (2.15)$$

trong đó:

q - hệ số truyền nhiệt;

F - diện tích bề mặt toả nhiệt của máy biến áp, m^2.

Độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ của dầu có thể xác định gần đúng theo biểu thức:

$$\Delta\theta_{cd} = \Delta\theta_{cd.n}(k_{mt})^{2m} \qquad (2.16)$$

$\Delta\theta_{cd.n}$ - độ tăng nhiệt độ của cuộn dây tại điểm nóng nhất so với nhiệt độ lớp dầu trên cùng khi phụ tải định mức (thường có giá trị bằng 20 ÷ 30% tổng độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ không khí);

Độ tăng nhiệt độ của cuộn dây tại điểm nóng nhất sẽ là

$$\theta_{cd} = \theta_d + \Delta\theta_{cd} \qquad (2.17)$$

Trong quá trình vận hành, chế độ nhiệt của máy biến áp cần phải được giám sát chặt chẽ để đảm bảo nhiệt độ của lớp dầu trên cùng không vượt quá giá trị cho phép ghi trong bảng 2.3, nếu nhà sản xuất không đưa ra tham số khác. Trong trường hợp với phụ tải định mức mà nhiệt độ dầu vượt quá trị số cho phép thì cần phải xem xét, kiểm tra sự làm việc bình thường của hệ thống làm mát, hoặc sự xuất hiện sự cố trong bản thân máy biến áp. Nếu về mùa hè nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh vượt quá giá trị quy định của nhà sản xuất thì cần phải áp dụng các

biện pháp tăng cường cho hệ thống làm mát.

2.4.2. Chế độ nhiệt không xác lập của máy biến áp

Trong quá trình vận hành máy biến áp, phụ tải luôn luôn thay đổi và dĩ nhiên hao tổn công suất cũng thay đổi, dẫn đến sự tăng nhiệt độ cũng sẽ thay đổi. Sự quá tải của máy biến áp chỉ cho phép trong thời gian mà nhiệt độ tăng từ giá trị xác lập ở chế độ bình thường đến giá trị giới hạn cho phép.Ta xét chế độ nhiệt của máy biến áp với các dạng đồ thị phụ tải khác nhau:

1. Đồ thị phụ tải 2 nấc

Xét máy biến áp làm việc với biểu đồ phụ tải gồm 2 nấc (hình 2.2.a). Giả sử máy biến áp chưa đầy tải, tức là ở trạng thái ban đầu hệ số mang tải $k_{mt} = k_0 < 1$, độ tăng nhiệt độ tương ứng là θ_0, tại điểm A phụ tải bắt đầu tăng quá công suất định mức của máy biến áp và giữ giá trị cố định với hệ số mang tải $k_2 > 1$, độ tăng nhiệt độ tương ứng là θ_∞.

Nếu nhiệt độ θ_∞ lớn hơn giá trị ở chế độ phụ tải định mức θ_n, thì sẽ có nguy cơ làm giảm tuổi thọ, thậm chí có thể gây ra sự cố trong máy, bởi vậy máy biến áp cần phải được giảm tải sau một khoảng thời gian cho phép t_{cp}. Thời gian cho phép quá tải t_{cp} có thể được xác định bằng phương pháp giải tích trên cơ sở biểu thức (2.7).

Chú ý tới mối quan hệ

$$\frac{\theta_0}{\theta_n} = \frac{\Delta P}{\Delta P_n} = \frac{I^2}{I_n^2} = k_{mt}^2$$

Từ đó độ tăng nhiệt độ tương ứng có thể biểu thị

$$\theta_0 = \theta_n k_0^2 \text{ và } \theta_\infty = \theta_n k_2^2 \qquad (2.18)$$

Thay các giá trị tương ứng vào phương trình (2.7), lấy loga hai vế và sau một vài biến đổi đơn giản ta được biểu thức cho phép xác định thời gian quá tải cho phép

$$t_{cp} = T\ln\frac{k_2^2 - k_0^2}{k_2^2 - 1} \qquad (2.19)$$

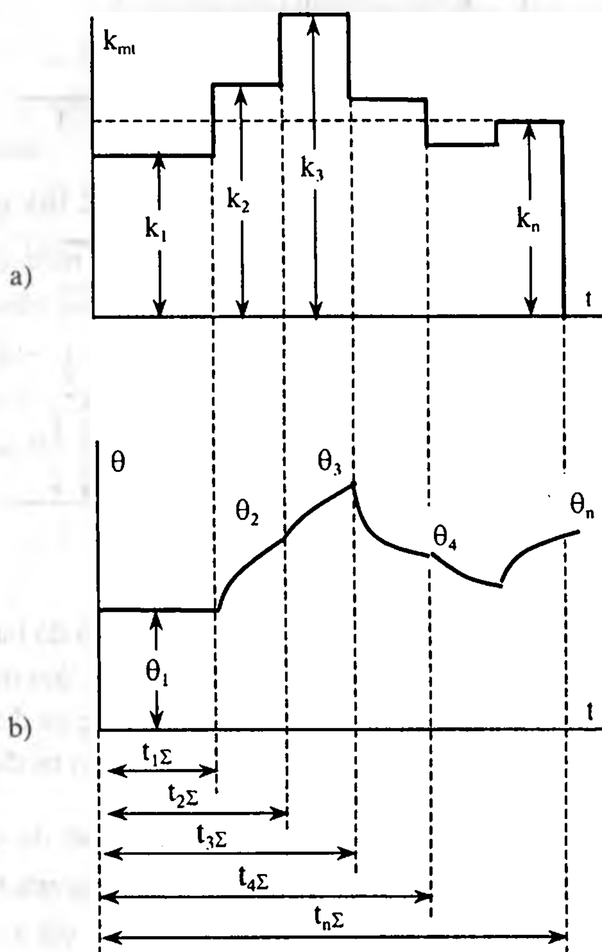
Hình 2.2. Đồ thị phụ tải 2 cấp của máy biến áp (a) và độ tăng nhiệt độ của máy biến áp so với nhiệt độ của môi trường làm mát (b);
1- đường cong tăng nhiệt độ khi phụ tải tăng tại điểm A;
2- đường cong tăng nhiệt độ khi phụ tải giảm tại điểm B.

Nếu máy biến áp không được giảm tải thì nhiệt độ của nó sẽ tiếp tục tăng và khi t = 4,6T thì sẽ đạt gần giá trị xác lập với $\theta = \theta_\infty$ (đường cong 1 hình 2.2b). Nếu tại điểm B máy được giảm tải với $k_3 < 1$, thì nhiệt độ sẽ giảm ứng với đường cong 2 hình 2.2b. Chế độ xác lập mới được thiết lập với $\theta = \theta_{2\infty}$.

Nếu thời gian quá tải không đủ lớn, thì nhiệt độ sẽ không tăng đến giá trị xác lập θ_∞, mà chỉ đến giá trị θ' ứng với điểm cuối của bậc thang thứ hai và khi phụ tải giảm thì nhiệt độ xác lập lúc này sẽ chỉ đạt giá trị $\theta'_{2\infty}$ chứ không phải là $\theta_{2\infty}$ như trường hợp đầu.

2. Đồ thị phụ tải nhiều nấc

Giả sử máy biến áp làm việc với phụ tải thay đổi nhiều nấc trong ngày (hình 2.3a), hệ số mang tải của các nấc là k_1, k_2, ...k_n. Nhiệt độ xác lập tại điểm cuối của các nấc tương ứng ký hiệu là θ_1, θ_2, ... θ_x ... θ_n (hình 2.3b).



Hình 2.3. Đồ thị phụ tải nhiều cấp của trạm biến áp (a) và độ tăng nhiệt độ của máy biến áp so với nhiệt độ của môi trường làm mát (b).

Trước hết ta chọn một thời điểm tuỳ ý làm gốc và xác định độ tăng nhiệt độ ban đầu θ_0 theo biểu thức:

$$\theta_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n} \theta_{di}\left(e^{\frac{t_{i\Sigma}}{T}} - e^{\frac{t_{(i-1)\Sigma}}{T}}\right)}{e^{\frac{t_{n\Sigma}}{T}} - 1}$$

trong đó:

θ_{di} - độ tăng nhiệt độ ở trạng thái xác lập ứng với hệ số mang tải k_i, xác định theo biểu thức (2.13);

$t_{i\Sigma}$ - khoảng thời gian tính từ thời điểm được chọn làm gốc đến nấc thứ i;

n - số bậc thang của đồ thị phụ tải.

Đặt $D_i = e^{\frac{t_{i\Sigma}}{T}}$ ta có

$$\theta_0 = \frac{\sum_{i=1}^{x} \theta_{di}(D_i - D_{i-1})}{D_n - 1} \tag{2.20}$$

Độ tăng nhiệt độ cuối cùng của nấc thứ x nào đó được xác định theo biểu thức

$$\theta_x = \frac{\theta_0 + \sum_{i=1}^{x} \theta_{di}(D_i - D_{i-1})}{D_x - 1} \tag{2.21}$$

Nhiệt độ thực tế của lớp dầu trên cùng ứng với các nấc phụ tải

$$\theta^{tr}_d = \theta_d + \theta_{tb}$$

Nhiệt độ thực tế của cuộn dây ứng với các nấc phụ tải

$$\theta_{cd} = \theta^{tr}_d + \Delta\theta_{cd}$$

$\Delta\theta_{cd}$ - độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ của dầu, xác định theo biểu thức (2.16)

Trên cơ sở biểu thức (2.21) có thể xác định biểu đồ nhiệt độ của máy biến áp phụ thuộc vào chế độ mang tải và sự thay đổi của nhiệt độ môi trường (xem ví dụ 2.3).

2.5. Chế độ nhiệt của máy phát điện

Quá trình nhiệt ở máy phát phức tạp hơn rất nhiều so với ở máy

biến áp, nên chỉ có thể xác định một cách gần đúng theo phương trình cân bằng nhiệt (2.1) bằng cách thay các phần tử cấu trúc thực tế bởi vật thể rắn lý tưởng. Thực chất thì cả máy biến áp và máy phát đều không phải là những vật thể đồng nhất, do đó sự truyền nhiệt trong chúng không hoàn toàn tỷ lệ một cách đơn thuần với nhiệt độ như ta đã xét trong phương trình (2.1) này.

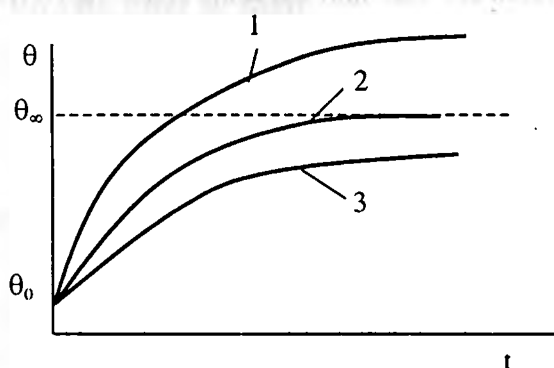
Sự thay đổi chế độ nhiệt của các phần tử cấu trúc máy phát có thể diễn ra do sự thay đổi các điều kiện dẫn nhiệt và điều kiện làm mát. Tổn thất điện năng trong máy phát bao gồm tổn thất điện từ và tổn thất cơ. Tổn thất điện từ gồm có các thành phần trong lõi thép và trong các cuộn dây của stator và rotor, chúng phụ thuộc vào phụ tải. Tổn thất cơ có liên quan với hiện tượng ma sát diễn ra trong máy (ma sát giữa trục và ổ bi, giữa rotor và môi chất làm mát v.v.). Sự làm mát máy phát phụ thuộc vào tính chất của môi chất dẫn nhiệt và cường độ toả nhiệt ra môi trường xung quanh. Các tham số của môi chất làm mát như áp suất khí hydro, nhiệt độ và lưu lượng nước qua bộ trao đổi nhiệt, hệ số truyền nhiệt v.v. có ảnh hưởng rất lớn đến độ tăng nhiệt của máy phát. Tuy nhiên, bất chấp những phức tạp vừa nêu, với sự trợ giúp của biểu thức (2.7) chúng ta vẫn có thể xác định được phụ tải cho phép lâu dài của máy phát ứng với các điều kiện làm mát cụ thể với sai số có thể chấp nhận.

Nhiệm vụ của nhân viên vận hành là giữ cho nhiệt độ của các phần tử nóng nhất không vượt quá trị số cho phép ở bất kỳ chế độ làm việc nào. Điều đó hết sức quan trọng vì máy phát có quán tính nhiệt rất thấp. Phụ tải cho phép lâu dài của máy phát phụ thuộc vào các tham số cấu trúc được giao cho nhân viên trực dưới dạng bảng biểu và biểu đồ sau khi tiến hành các thử nghiệm.

2.6. Chế độ nhiệt của động cơ điện

Sự đốt nóng và chế độ nhiệt của động cơ là yếu tố quan trọng để xác định giới hạn mang tải của chúng. Cũng như máy phát, sự đốt nóng động cơ xảy ra do tổn thất điện từ và tổn thất cơ. Khi đóng động cơ vào

làm việc, nhiệt độ của nó tăng lên cho đến khi đạt đến chế độ cân bằng nhiệt, khi tất cả lượng nhiệt do tổn thất gây nên được toả hoàn toàn ra môi trường xung quanh. Khi đó nhiệt độ của động cơ đạt giá trị xác lập. Tuỳ theo mức độ mang tải của động cơ mà thời gian đạt đến nhiệt độ xác lập sẽ nhanh hay chậm. Trên hình 2.4 biểu thị các đặc tính đốt nóng của động cơ phụ thuộc vào mức độ mang tải. Đường cong 1 ứng với chế độ của động cơ khi phụ tải lớn hơn giá trị định mức; Đường cong 2 – ứng với chế độ mang tải định mức và đường cong 3 – ứng với chế độ mang tải thấp hơn giá trị định mức. Như vậy nhiệt độ xác lập của động cơ thay đổi trong phạm vi rộng tuỳ thuộc vào mức độ mang tải của nó. Giá trị đốt nóng cho phép của động cơ được xác định phụ thuộc vào loại cách điện được dùng trong động cơ.



Hình 2.4. Đặc tính đốt nóng của động cơ điện:

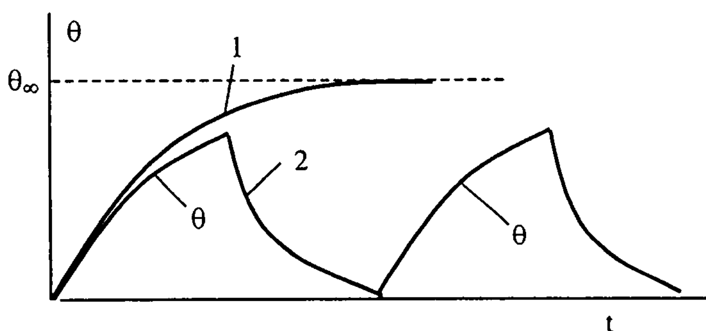
1- $P_{dc} > P_n$;

2- $P_{dc} = P_n$;

3- $P_{dc} > P_n$.

Trong thực tế thường giới hạn của nhiệt độ lớn nhất của động cơ được lấy thấp hơn khoảng 10^0C so với nhiệt độ cho phép của loại cách điện được sử dụng cho động cơ (bảng 2.4). Chế độ làm việc của động cơ có ảnh hưởng lớn đến chế độ nhiệt của chúng. Trên hình 2.5. biểu thị đặc tính nhiệt của động cơ phụ thuộc vào chế độ làm việc. Đối với chế độ làm việc ổn định lâu dài, nhiệt độ xác lập được duy trì không đổi (đường 1),

đối với chế độ làm việc ngắn hạn lặp lại, nhiệt độ đốt nóng của động cơ sẽ thay đổi theo phụ tải của chúng (đường cong 2). Khi lựa chọn công suất của động cơ cần phải dựa vào đặc tính mang tải của chúng.



Hình 2.5. Đặc tính đốt nóng của động cơ điện phụ thuộc vào chế độ làm việc:
1- chế độ dài hạn;
2- chế độ ngắn hạn lặp lại.

Bảng 2.4. Nhiệt độ cho phép lâu dài θ_{cp} của các loại cách điện

Loại cách điện	Y	A	E	B	F	H	G
θ_{cp} ^{0}C	90	105	120	130	155	180	> 180

2.7. Sự đốt nóng tiếp điểm

Các điểm tiếp xúc trong mạch điện là những nơi có nhiệt độ rất cao, vì điện trở quá độ ở đó thường khá lớn. Điện trở quá độ $R_{qđ}$ phụ thuộc vào lực ép giữa các điện cực, có thể xác định theo biểu thức

$$R_{qd} = \frac{\epsilon_{vl}}{F^k} \tag{2.22}$$

trong đó:

ε_{vl} - hệ số biểu thị đặc tính của vật liệu và phương pháp xử lý bề mặt tiếp điểm;

F - lực ép;

k - chỉ số, phụ thuộc vào loại tiếp điểm.

Trong quá trình làm việc, điện trở quá độ của tiếp điểm tăng theo nhiệt độ:

$$R_{qd} = R_{qd1}\left[1 + \frac{2}{3}\alpha_R(\theta_2 - \theta_1)\right] \qquad (2.23)$$

trong đó:

θ_1 và θ_2 - nhiệt độ ban đầu và nhiệt độ xác định điện trở R_{qd};

R_{qd1} - điện trở ban đầu ứng với nhiệt độ θ_1;

α_R - hệ số nhiệt điện trở của vật liệu làm tiếp điểm.

Nhiệt độ lớn nhất của các tiếp điểm trong quá trình vận hành không được vượt quá giá trị cho phép ứng với vật liệu cụ thể.

2.8. Đo nhiệt độ của thiết bị điện

2.8.1. Khí cụ và phương tiện kiểm tra nhiệt độ

Một trong những nhiệm vụ quan trọng trong quá trình vận hành thiết bị điện là kiểm tra chế độ nhiệt của chúng. Thông thường người ta trang bị các phương tiện đo nhiệt độ ngay trên các thiết bị. Tồn tại một số phương pháp và khí cụ đo nhiệt độ sau:

1. Nhiệt kế thuỷ ngân có độ nhạy rất cao nhưng khi để gần trường điện từ thì sẽ bị sai số lớn, do tác động của dòng điện xoáy.

2. Nhiệt kế áp suất: Trong trường hợp cần truyền tín hiệu đến một khoảng cách chừng vài mét, người ta có thể sử dụng nhiệt kế kiểu áp suất. Thiết bị này gồm một ống đựng ete nối với lò xo của bộ chỉ thị. Khi nhiệt độ thay đổi làm áp suất của hơi ete thay đổi, áp suất này tác động đến bộ chỉ thị có vạch thang hiển thị số đo.

3. Nhiệt kế trương nở là loại nhiệt kế có phần tử được làm bằng vật liệu có tính năng đặc biệt là thay đổi chiều dài khi nhiệt độ thay đổi, do đó sẽ dễ dàng khép tiếp điểm đưa tín hiệu ra khi nhiệt độ đạt giá trị xác định.

4. Cặp nhiệt độ làm việc theo nguyên lý hiệu ứng nhiệt-điện, tức là dựa trên mối quan hệ của suất điện động e với sự chênh lệch nhiệt độ $\Delta\theta$:

$$e = C.\Delta\theta \qquad (2.24)$$

trong đó C - hằng số nhiệt ngẫu.

Tức là cặp nhiệt độ làm việc theo nguyên lý chuyển tín hiệu nhiệt độ sang tín hiệu điện áp dựa trên hiện tượng khuếch tán điện tử tự do của các kim loại khi bị nung nóng. Khi hai dây dẫn với vật liệu khác nhau được gắn tiếp xúc với nhau thì dây nào có điện tử tự do nhiều hơn sẽ khuếch tán sang dây kia vì vậy bản thân nó sẽ mang điện tích dương, còn dây nhận thêm điện tử sẽ mang điện tích âm. Như vậy tại điểm tiếp xúc sẽ xuất hiện một suất điện động có giá trị phụ thuộc vào bản chất của các vật liệu dẫn và nhiệt độ đốt nóng, có nghĩa là suất điện động tỷ lệ với nhiệt độ cần theo dõi. Do có đặc điểm ưu việt là chuyển đổi nhiệt độ sang tín hiệu điện áp, cặp nhiệt độ được áp dụng rất rộng rãi trong sản xuất.

5. Nhiệt điện trở: Thiết bị đo nhiệt điện trở làm việc theo nguyên lý thay đổi của điện trở theo nhiệt độ.

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{R_0(1+\alpha_R\theta_1)}{R_0(1+\alpha_R\theta_2)} \qquad (2.25)$$

trong đó:

R_0 - điện trở ứng với 0^oC;

R_1 và R_2 - điện trở ứng với nhiệt độ θ_1 và θ_2;

α_R - hệ số nhiệt điện trở, đối với dây đồng nó có giá trị 0,00425.

Giải phương trình (2.25) ta tìm được

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1}(\theta_1 + \frac{1}{\alpha_R}) - \frac{1}{\alpha_R}; \qquad (2.26)$$

Điện trở R_1 và R_2 của các thiết bị (ứng với trạng thái nguội và nóng) có thể xác định bằng phương pháp Von-Ampe. Các loại cảm biến nhiệt điện trở thường được áp dụng nhiều trong công nghiệp là đồng, bạch kim và nhiệt điện trở bán dẫn (được chế tạo từ những oxit kim loại khác nhau như CuO, MnO v.v.).

2.8.2. Kiểm tra nhiệt độ của các thiết bị

Việc đo nhiệt độ trong các thiết bị điện được thực hiện theo phương thức tự động hoặc đo bằng tay bởi các nhân viên kiểm tra.

* *Nhiệt độ thực tế của máy biến áp* được kiểm tra thông qua nhiệt độ của lớp dầu trên cùng được đo bằng nhiệt kế gắn trên bình giản nở.

* *Nhiệt độ của các cuộn dây máy phát điện* được kiểm tra bằng phương pháp gián tiếp với sự trợ giúp của biểu thức (2.26) trong đó R_1 và R_2 tương ứng là giá trị điện trở ở trạng thái nguội và trạng thái nóng của rotor máy phát. Nhiệt độ của các cuộn dây và lõi thép stator, nhiệt độ môi chất làm mát máy phát thường được kiểm tra theo phương pháp đo từ xa với sự trợ giúp của các nhiệt kế. Cùng với việc kiểm tra nhiệt độ máy phát, người ta thường xác định các tham số khác như áp suất, lưu lượng v.v. của môi chất làm mát.

* *Nhiệt độ thực tế của ruột cáp* được xác định trên cơ sở nhiệt độ đo được ở vỏ và hiệu chỉnh theo biểu thức

$$\theta_l = \theta_{vo} + \frac{I^2.n\rho R_Q}{100.F} \qquad (2.27)$$

trong đó:

θ_l - nhiệt độ của lõi cáp, ^{0}C;

θ_{vo}- nhiệt độ đo được ở vỏ cáp, ^{0}C;

I - giá trị dòng điện cực đại của cáp, xác định trong quá trình đo nhiệt độ vỏ cáp;

n - số lõi cáp;

ρ - điện trở suất của vật liệu làm lõi cáp, $\Omega.mm^2/m$; (bảng 2.5)

R_Q- tổng nhiệt trở của lớp cách điện và các lớp bảo vệ, ^{0}C.m/W;

F - tiết diện mặt cắt ngang của lõi cáp, mm^2.

Bảng 2.5. Điện trở suất của một số vật liệu làm lõi cáp

Dây dẫn	A	AC	Al+Mg và Si	Cu cứng	Cu mềm
$\rho, \Omega.mm^2/m. 10^{-3}$	28,5	29,26	28,92	18,2	17,5

* *Nhiệt độ bên trong của vật liệu cách điện* có thể xác định trên cơ sở nhiệt độ bên ngoài của chúng theo biểu thức

$$\theta_{tr} = \theta_{ng} + \frac{A}{k_{vl}} \qquad (2.28)$$

θ_{ng} - nhiệt độ đo được trên bề mặt cách điện;

A - hằng số, thường lấy giá trị bằng 1,188;

k_{vl} - hệ số phụ thuộc vào loại vật liệu cách điện.

* *Nhiệt độ của các tiếp điểm* thường được kiểm tra bằng cầu đo gắn trên sào cách điện. Khi đo, đầu đo được gí vào tiếp điểm trong khoảng 30 ÷ 50 s. Khi kiểm tra nhiệt độ đốt nóng của các tiếp điểm người ta có thể áp dụng bộ chỉ tín hiệu nhiệt độ dạng băng nhiệt. Trong khoảng nhiệt độ từ 70 ÷ 100°C băng nhiệt sẽ thay đổi màu sắc từ màu đỏ chuyển sang màu đen. Khi nhiệt độ thấp thì từ màu đen lại chuyển sang màu đỏ. Như vậy căn cứ vào màu sắc của băng nhiệt để đánh giá mức độ đốt nóng của tiếp điểm.

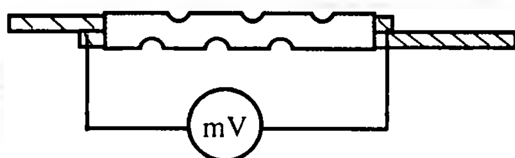
Sự kiểm tra theo chu kỳ chế độ nhiệt của các tiếp điểm cần được tiến hành ở thời điểm phụ tải cực đại. Cần lưu ý là do độ dẫn nhiệt và nhiệt dung của các phần tử kim loại khá lớn, nên đôi khi phép đo không phản ảnh trung thực giá trị thực của nhiệt độ cần kiểm tra. Bởi vậy trong trường hợp yêu cầu độ chính xác cao, cần phải áp dụng phương pháp đo gián tiếp, tức là đo nhiệt độ qua một đại lượng trung gian. Thông thường có hai phương pháp gián tiếp được áp dụng là:

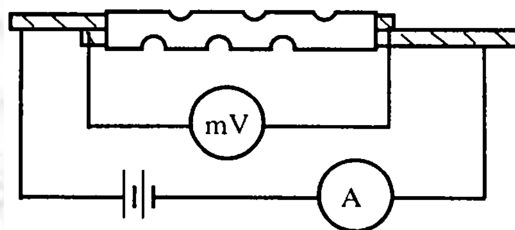
- *Đo nhiệt độ qua độ rơi điện áp*

Phương pháp đo nhiệt độ qua độ rơi điện áp của đoạn mạch bao gồm cả các tiếp điểm cần kiểm tra được tiến hành dưới điện áp làm việc với sự trợ giúp của sào đo có gắn milivonmét (hình 2.6a). Phương pháp này dựa trên cơ sở so sánh độ rơi điện áp của đoạn dây có chứa điểm nối với độ rơi điện áp của đoạn dây nguyên khi có cùng dòng điện chạy qua.

- *Phương pháp đo điện trở quá độ*

Phương pháp đo điện trở quá độ của tiếp điểm được thực hiện với sự trợ giúp của milivonmét và ampemét (hình 2.6b).





Hình 2.6. Sơ đồ kiểm tra nhiệt độ điểm tiếp xúc theo các phương pháp:
a) Phương phương pháp đo độ rơi điện áp;
b) Phương pháp đo điện trở.

2.9. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 2.1: Một máy biến áp loại TM (với hệ thống làm mát bằng dầu). Hỏi tuổi thọ sẽ thay đổi thế nào nếu máy làm việc quá tải với hệ số mang tải trung bình của máy là 1,05; biết tuổi thọ định mức ứng với nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh $\theta_{tb} = 25^0C$ là $N_n = 25$ năm.

Giải: Căn cứ vào mã hiệu của máy biến áp ta xác định nhiệt độ giới hạn của máy là 95^0C (bảng 2.3). Tuổi thọ của máy biến áp được xác định theo biểu thức (2.8), lấy hệ số $\alpha = 9$

$$N = N_n 2^{\frac{(\theta_{cp} - \theta_{tb})(1 - k_{mt}^2)}{\alpha}} = 25.2^{\frac{(95-25)(1-1,05^2)}{9}} = 14,39 \text{ năm}$$

Ví dụ 2.2: Một máy biến áp TM2500/35 làm việc với 2 nấc phụ tải, hệ số mang tải trung bình của nấc thứ nhất là $k_0 = 0,72$. Hỏi máy có thể làm việc trong thời gian cho phép là bao lâu nếu hệ số mang tải ở giờ cao điểm là $k_2 = 1,25$?

Giải: Căn cứ vào mã hiệu của máy biến áp ta xác định hằng số thời gian đốt nóng của máy là T = 3,5 (bảng 2.3)

Thời gian làm việc quá tải cho phép của máy biến áp được xác định theo

biểu thức (2.19)

$$t_{cp} = T\ln\frac{k_2^2 - k_0^2}{k_2^2 - 1} = 3{,}5\frac{1{,}25^2 - 0{,}72^2}{1{,}25^2 - 1} = 2{,}16 \text{ h}.$$

Ví dụ 2.3: Một máy biến áp TMД6300/110 có đồ thị phụ tải cho trên hình 2.7, biết nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là θ_{tb}= 20^{0}C. Các hệ số mang tải và thời gian tương ứng cho trong bảng 2.5.

Bảng 2.5. Hệ số mang tải của máy biến áp ví dụ 2.3.

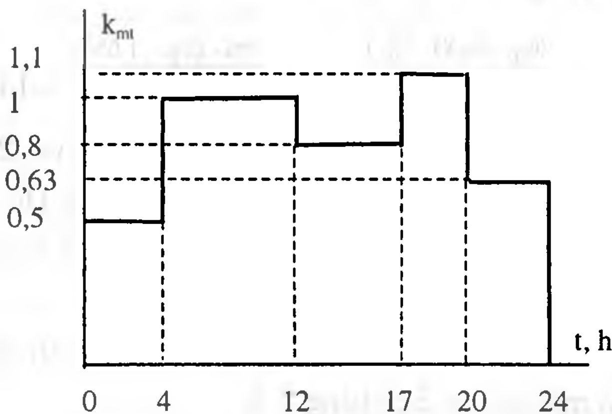
Nấc đồ thị	1	2	3	4	5
Hệ số mang tải, k_{mt}	0,5	1	0,8	1,1	0,63
Thời gian tính từ gốc, h	4	12	17	20	24

Hãy xác định nhiệt độ của cuộn dây máy biến áp, cho nhận xét.

Giải: Căn cứ vào mã hiệu của máy biến áp ta tra bảng xác định các tham số ΔP_0 = 10 và ΔP_k = 50 kW. Hằng số thời gian đốt nóng T = 2,5 h (bảng 2.3); nhiệt độ giới hạn cho phép θ_{gh} = 95^{0}C; hệ số m = 0,9.

Tỷ lệ giữa hao tổn công ngắn mạch và hao tổn công suất không tải

$$b = \frac{\Delta P_k}{\Delta P_0} = \frac{50}{10} = 5$$



Hình 2.7. Đồ thị phụ tải ví dụ 2.3.

Độ tăng nhiệt độ của dầu khi phụ tải định mức được xác định theo (2.14)

$$\theta_{d.n} = \theta_{cp} - \theta_{tb} = 95 - 20 = 75^0C$$

Nhiệt độ của dầu tương ứng với hệ số mang tải $k_{mt.1}$ xác định theo (2.13)

$$\theta_{d1} = \theta_{d.n}(\frac{1 + b.k_{mt.1}^2}{1 + b})^m = 75(\frac{1 + 5.0,5^2}{1 + 5})^{0,9} = 31,02^0C$$

Xác định tương tự cho các nấc khác, kết quả ghi trong bảng 2.6.

Giá trị $$D_1 = e^{\frac{t_{1\Sigma}}{T}} = e^{\frac{4}{2,5}} = 5,02$$

$$D_2 = e^{\frac{t_{2\Sigma}}{T}} = e^{\frac{12}{2,5}} = 126,24$$

$$\Delta D_1 = D_1 - D_0 = 5,02 - 1 = 4,02$$

$$\Delta D_2 = D_2 - D_1 = 126,24 - 5,02 = 121,23$$

Độ tăng nhiệt độ tại thời điểm gốc xác định theo biểu thức (2.20)

$$\theta_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n}\theta_{di}(D_i - D_{i-1})}{D_n - 1} = \frac{757673,16}{15936,96 - 1} = 47,54\,^oC$$

Độ tăng nhiệt độ cuối cùng của nấc thứ nhất được xác định theo biểu thức (2.21)

$$\theta_1 = \frac{\theta_0 + \theta_{d.1}(D_1 - D_0)}{D_1 - 1} = \frac{47,54 + 31,02(5,02 - 1)}{5,02 - 1} = 34,32\,^oC;$$

Nấc thứ năm

$$\theta_5 = \frac{\sum_{i=1}^{5}\theta_{d.i}(D_i - D_{i-1})}{D_5 - 1} = \frac{757673,16}{15936,96 - 1} = 47,54$$

Các nấc khác cũng tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng 2.6.

Độ tăng nhiệt độ của cuộn dây so với nhiệt độ dầu xác định theo biểu thức (2.16), $\Delta\theta_{cd.n}$ lấy giá trị bằng 30% của độ tăng nhiệt độ của lớp dầu trên cùng so với nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh, tức là

$$\Delta\theta_{cd.n} = \frac{30}{100}(95 - 20) = 22,5^0C;$$

$$\Delta\theta_{cd.1} = \Delta\theta_{cd.n}(k_{mt.1})^{2m} = 22,5 \times 0,5^{2.0,9} = 6,46\ ^0C;$$

Nhiệt độ thực tế của lớp dầu trên cùng ứng với các nấc phụ tải

$$\theta^{tr}_{d.1} = \theta_{d.1} + \theta_{tb} = 34,32 + 6,46 + 20 = 54,32\ ^0C$$

Nhiệt độ thực tế của cuộn dây ứng với các nấc phụ tải

$$\theta_{cd.1} = \theta_{d.1} + \Delta\theta_{cd.1} + \theta_{tb} = 34,32 + 6,46 + 20 = 60,78\ ^0C$$

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng 2.6.

Bảng 2.6. Kết quả tính toán ví dụ 2.3.

tt	$k_{mt.i}$	$t_{i\Sigma}$	θ_{di}	D_i	$D_i - D_{i-1}$	$\theta_{di}(D_i-D_{i-1})$	θ_i	$\Delta\theta_{cd.i}$	θ^{tr}_{di}	θ_{cdi}
1	0,5	4	31,02	5,02	4,02	124,61	34,32	6,46	54,32	60,78
2	1	12	75,00	126,24	121,23	9091,89	73,38	22,50	93,38	115,88
3	0,8	17	54,41	947,77	821,53	44696,45	56,93	15,06	76,93	91,99
4	1,1	20	86,72	3176,91	2229,14	193299,95	77,83	26,71	97,83	124,54
5	0,63	24	40,00	15936,96	12760,1	510460,27	47,54	9,79	67,54	77,34

Nhận xét: Chế độ nhiệt của máy biến áp trong phần lớn thời gian vận hành đều dưới ngưỡng cho phép, chỉ trong khoảng thời gian từ 17 ÷ 20 h, khi máy làm việc quá tải 10% thì nhiệt độ lớn nhất của lớp dầu trên cùng là 97,83⁰C, nhìn chung có thể chấp nhận được.

2.4. Cũng số liệu như bài 2.3, hãy kiểm tra điều kiện làm việc quá tải 10% của máy biến áp.

Giải

Trước hết ta chọn điểm gốc là là lúc 20h, như vậy thời gian tác động t_i tương ứng với các nấc phụ tải được biểu thị trong bảng 2.7.

Ta xác định trị số L_i ứng với các chế độ làm việc

$$L_1 = 2^{\frac{(\theta_{cp}-\theta_{tb})(1-k_{mt1}^2)}{\alpha}} = 2^{\frac{(95-20)(1-0,63^2)}{10}} = 23$$

$$L_2 = 2^{\frac{(\theta_{cp}-\theta_{tb})(1-k_{mt2}^2)}{\alpha}} = 2^{\frac{(95-20)(1-0,5^2)}{10}} = 49,35$$

Thời gian phục vụ quy đổi về chế độ phụ tải định mức

$$t_{qd1} = \frac{t_1}{L_1} = \frac{4}{23} = 0,17h$$

Lưu ý t_i ở đây là thời gian tác động của phụ tải ở nấc thứ i

$$t_{qd2} = \frac{t_2}{L_2} = \frac{4}{49,35} = 0,08h$$

Tính toán tương tự cho các chế độ khác, kết quả ghi trong bảng 2.7.

Bảng 2.7. Kết quả tính toán ví dụ 2.4.

TT	k_{mti}	t_i	t_{qdi}	L_i
1	0,63	4	0,17	23,00
2	0,5	4	0,08	49,35
3	1	8	8,00	1,00
4	0,8	5	0,77	6,50
5	1,1	?		0,34

Tổng thời gian dự trữ trong ngày xác định theo biểu thức (2.10)

$$t_{dt} = 24 - \sum_{i=1}^{M} t_{qdi} = 24 - (0,17+0,08+8+0,77) = 24- 9,02 = 14,98h$$

Thời gian quá tải cho phép

$$t_{qt} = t_{dt}.L_{qt} = 14,98 \times 0,34 = 5,03 \text{ h}.$$

Kết quả tính toán cho thấy thời gian quá tải cho phép lớn hơn thời gian tác động thực tế 5,03 > 3 h, có nghĩa là máy biến áp sẽ không bị giảm sút tuổi thọ khi làm việc quá tải.

2.5. Một máy biến áp TMДЦ 40000/110 có đồ thị phụ tải cho trong bảng

Hệ số mang tải, k_{mt}	0,2	0,46	0,8	0,9
Thời gian tác động	5	8	6	2

Nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là 25^0C. Hỏi máy có thể làm việc quá tải 20% (k_{mt} = 1,2) so với công suất định mức trong khoảng thời gian bao lâu?

Giải: Căn cứ vào mã hiệu máy biến áp ta thấy chế độ làm mát loại ДЦ ứng với nhiệt độ giới hạn cho phép của máy biến áp là θ_{gh} = 75^0C.

Trước hết ta xác định trị số L_i ứng với các chế độ làm việc

$$L_1 = 2^{\frac{(\theta_{cp}-\theta_{tb})(1-k_{mt1}^2)}{\alpha}} = 2^{\frac{(75-25)(1-0,2^2)}{10}} = 27,86$$

Thời gian quy đổi về chế độ định mức

$$t_{qd1} = t_{qd1} = \frac{t_1}{L_1} = \frac{5}{27,86} = 0,07h$$

Tính toán tương tự cho các chế độ khác, kết quả ghi trong bảng 2.8.

Bảng 2.8. Kết quả tính toán ví dụ 2.5.

TT	k_{mti}	t_i	t_{qdi}	L_i
1	0,2	5	0,07	27,86
2	0,46	8	0,23	15,37
3	0,8	6	1,19	3,48
4	0,9	2	0,85	1,93
5	1,2			0,22

Tổng thời gian dự trữ trong ngày xác định theo biểu thức (2.10)

$$t_{dt} = 24 - \sum_{i=1}^{M} t_{qdi} = 24 - (0,07+0,23+1,19+0,85) = 24 - 2,33 = 21,67 \text{ h}$$

Thời gian quá tải cho phép

$$t_{qt} = t_{dt}.L_{qt} = 21,67 = 4,72 \text{ h}.$$

Bài tập tự làm

Bài 2.1. Một máy biến áp loại TM có tuổi thọ định mức ứng với nhiệt độ trung bình cực đại của môi trường xung quanh $\theta_{tb}=30^0C$ là N_n = 28 năm. Hỏi tuổi thọ sẽ thay đổi thế nào nếu hệ số mang tải trung bình của máy là 1,04.

Bài 2.2. Một máy biến áp TMH6300/35 làm việc với 2 nấc phụ tải, hệ số mang tải trung bình của nấc thứ nhất là $k_0=0,65$. Hỏi máy có thể làm việc trong thời gian cho phép là bao lâu nếu hệ số mang tải ở giờ cao điểm là k_2= 1,3?

Bài 2.3. Một máy biến áp TPДH25000/110 có đồ thị phụ tải cho trong bảng 2.9, biết nhiệt độ trung bình của môi trường xung quanh là $\theta_{tb}=25^0C$.

Bảng 2.9. Hệ số mang tải của máy biến áp bài tập 2.3.

Nấc đồ thị	1	2	3	4	5	6	7
$k_{mt.i}$	0,35	0,76	1	0,66	1,07	0,87	0,45
t_i, h	4	7	10	13	17	19	24

Hãy xác định sự thay đổi nhiệt độ của máy biến áp, cho nhận xét. Kiểm tra điều kiện làm việc quá tải của máy.

Câu hỏi ôn tập chương 2

1. Hãy trình bày sự cân bằng nhiệt trong thiết bị điện.
2. Tuổi thọ của thiết bị điện.
3. Chế độ nhiệt xác lập của máy biến áp.
4. Chế độ nhiệt không xác lập của máy biến áp.
5. Chế độ nhiệt của máy phát và động cơ điện.
6. Sự đốt nóng tiếp điểm điện.
7. Khí cụ và phương tiện kiểm tra nhiệt độ.
8. Kiểm tra nhiệt độ trong các thiết bị điện.

Chương 3

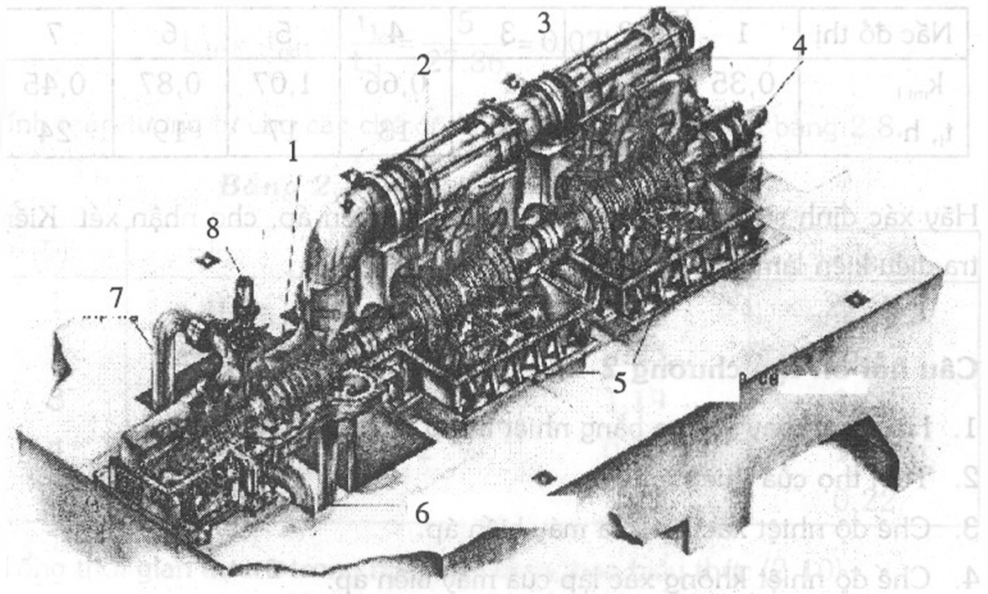
ĐẶC ĐIỂM KẾT CẤU CỦA CÁC PHẦN TỬ HỆ THỐNG ĐIỆN

3.1. Tuabin

3.1.1. Tuabin hơi

1. Đặc điểm kết cấu

Tuabin hơi là thiết bị có một trục cấu tạo gồm hai xilanh: xilanh cao áp và xilanh hạ áp, được liên kết với nhau bằng khớp nối nửa mềm theo chiều dọc trục (hình 3.1). Xilanh cao áp được đúc liền khối bằng



Hình 3.1. Cấu tạo tuabin hơi:
1- xilanh cao áp; 2- ống dẫn đi qua; 3- rotor của tuabin;
4- rotor máy phát; 5- xilanh hạ áp; 6- ống dẫn ra ngoài;
7- ống dẫn hơi nước chính; 8- van điều chỉnh hơi nước.

thép chịu nhiệt, phần truyền hơi của xilanh cao áp gồm một tầng điều chỉnh và nhiều tầng áp lực ví dụ đối với tuabin loại K-100-90-7 có 19 tầng áp lực. Tất cả có 20 đĩa được rèn liền khối với trục

Xilanh hạ áp được chế tạo bằng phương pháp hàn, thoát hơi về 2 phía, mỗi phía có nhiều tầng cánh. Các đĩa của rotor hạ áp được chế tạo riêng rẽ để lắp ép vào trục. Rotor hạ áp và rotor máy phát được liên kết với nhau bằng khớp nối cứng. Tuabin có hệ thống phân phối hơi gồm 4 cụm vòi phun hơi, 4 van điều khiển, hai van đặt ở phần trên xilanh cao áp, hai van đặt ở phần dưới bên sườn của xilanh cao áp. Xilanh hạ áp của tuabin có hai đường ống thoát hơi nối với hai bình ngưng kiểu bề mặt bằng phương pháp hàn tại chỗ khi lắp ráp.

Tuabin có 8 cửa trích hơi không điều chỉnh để sấy nước ngưng chính và cấp nước trong các gia nhiệt hạ áp, khử khí và gia nhiệt cao áp, các cửa trích hơi dùng cho các nhu cầu gia nhiệt nước cấp cho lò hơi khi tuabin làm việc với thông số định mức.

***Các thông số định mức** của tuabin*

- Áp lực hơi mới trước van stop
- Nhiệt độ hơi mới trước van stop
- Lưu lượng nước làm mát
- Nhiệt độ nước làm mát
- Chân không bình ngưng

2. Hệ thống điều chỉnh tuabin hơi nước

Để đảm bảo việc vận hành bình thường khi có tải, lúc sa thải phụ tải và khi sự cố tuabin có trang bị hệ thống điều chỉnh tuabin bằng thuỷ lực với môi chất công tác là dầu. Hệ thống điều chỉnh tuabin bao gồm các phần tử sau: van stop, van điều chỉnh, khối điều chỉnh tốc độ, ngăn kéo dầu an toàn, máy ngắt điện từ bộ hạn chế công suất.

Dựa vào nguyên lý của lực ly tâm người ta đã thiết kế hệ thống điều chỉnh tốc độ vận hành của tuabin hơi ở giá trị định mức 3000 vg/ph.

Tác dụng của các bộ phận điều chỉnh

* ***Van stop:*** là van chặn đảm bảo đóng kín không cho hơi từ đường ống hơi chính lọt vào tuabin. Van stop được thực hiện đóng mở bằng thuỷ lực nhờ áp lực dầu. Van stop có đường liên hệ với hệ thống dầu điều chỉnh là đối tượng tác động của hệ thống điều chỉnh. Nhiệm vụ của van stop là cung cấp hơi vào tuabin và cách ly hơi từ lò hơi sang tuabin khi tuabin bị sự cố hay bị ngừng theo kế hoạch.

* ***Van điều chỉnh tốc độ:*** hệ thống van điều chỉnh gồm 4 van để cấp hơi vào tuabin, do chế tạo tuabin 4 van hơi được cấp hơi vào 4 cụm phun hơi của tuabin được bố trí ở sườn vỏ xilanh cao áp tuỳ theo mức độ phụ tải hay số vòng quay khi khởi động mà các van này mở nhiều hay ít. Các van điều chỉnh có độ mở khác nhau. Nhiệm vụ của van điều chỉnh là cung cấp hơi vào tuabin và ngừng cung cấp hơi vào tuabin khi tuabin bị sự cố hay ngừng theo kế hoạch, đồng thời van điều chỉnh còn làm nhiệm vụ quan trọng khác: điều chỉnh độ mở của các van điều chỉnh theo phụ tải hoặc theo phụ tải hoặc theo số vòng quay lúc đó sẽ đưa lượng hơi vào tuabin nhiều hay ít.

* ***Khối điều chỉnh tốc độ***

Khối điều chỉnh tốc độ gồm các phần: vòng bay điều chỉnh tốc độ, khối ngăn kéo giữa, ngăn kéo trên và ngăn kéo dưới.

+ Bộ điều chỉnh tốc độ được áp dụng nguyên lý của lực văng của con lắc ly tâm dùng để điều chỉnh tốc độ của tuabin. Khối này nhận sự thay đổi tốc độ của tuabin biến đổi do lực ly tâm làm cho miếng đệm thay đổi khe hở giữa miếng đệm và đầu vòi phun của ngăn kép giữa sẽ tác động tới các phần tử có liên quan của hệ thống điều chỉnh để tăng lượng hơi vào hay giảm lượng hơi vào tuabin.

+ Khối ngăn kéo giữa: nhận sự thay đổi khe hở giữa vòi phun và miếng đệm hoặc chuyển động giữa thanh rằng mà tín hiệu đi đến các phần tử đóng, mở van điều chỉnh thông qua ngăn kéo dưới.

+ Khối ngăn kéo dưới có nhiệm vụ nhận sự thay đổi của khối ngăn kéo 1 và 2 để phát xung đến để đóng, mở van stop và van điều chỉnh.

* Ngăn kéo dầu an toàn: có nhiệm vụ nhận các xung bảo vệ tác động đến để đóng van stop và van điều chỉnh ngừng tuabin.

* Máy ngắt điện từ là nơi thừa hành các tín hiệu bảo vệ công nghệ gửi đến như di trục chân không giới hạn 3 và nhiệt độ hơi mới giảm 425^0C... van điện từ tác động nhanh chóng ngừng tuabin để bảo vệ tuabin và các thiết bị phụ.

* Chốt bảo vệ nguy cấp: dùng để ngừng khẩn cấp tuabin khi ở ngoài máy có hiện tượng không bình thường nguy hiểm đến tính mạng con người và các thiết bị.

* Bộ hạn chế công suất dùng để hạn chế bớt công suất do mọi nguyên nhân nào đó của thiết bị hay tuabin không thể mang phụ tải theo thiết kế chỉ có tác dụng giảm bớt công suất đi.

* ***Zôlônhich*** có nhiệm vụ nhận và truyền các xung đến các ngăn của sermovotor để đóng mở các van điều chỉnh.

* ***Servomotor*** có nhiệm vụ đóng mở các van điều chỉnh nhờ áp lực dầu tuabin duy trì sự thay đổi phụ tải hay tốc độ quay, không cho phép điều chỉnh thực hiện theo bước nhảy để tránh sự nguy hiểm đối với tuabin.

* ***Hệ thống nước tuần hoàn*** trong nhà máy.

Hệ thống nước tuần hoàn của nhà máy nhiệt điện được sử dụng theo kiểu trực lưu. Nguồn nước từ mương đầu hút của trạm bơm được các máy bơm bơm vào các tuyến ống tuần hoàn và được phân phối đến các hộ tiêu thụ nước như: bình ngưng, bình làm mát khí máy phát, bình làm mát dầu tuabin v.v. Mỗi máy bơm tuần hoàn được nối với hai tuyến ống dẫn. Giữa hai đường ống tuần hoàn này có đường ống liên thông ngang cho phép tuabin làm việc bình thường khi chỉ có một đường ống làm việc. Việc cung cấp nước làm mát được xả hơi theo hai đường nước tuần hoàn ra kênh thải hở. Nước của các hộ tiêu thụ khác được xả riêng theo mỗi ống ra kênh thải.

3. Nguyên lý hoạt động

a. Quá trình làm việc của tuabin

Hơi nước từ lò được đưa vào hộp hơi đứng riêng biệt trong có lắp van stop, sau đó theo bốn đường ống chuyển tiếp vào bốn van điều chỉnh rồi đi vào xilanh cao áp, sau khi sinh công ở phần cao áp, hơi nước theo hai đường ống chuyển tiếp đi vào xilanh hạ áp, sau khi sinh công trong xilanh hạ áp, dòng hơi nước đi vào bình ngưng dạng bề mặt.

b. Hoạt động của các cụm điều chỉnh và bảo vệ

- Bộ điều chỉnh tốc độ có tác dụng tự động duy trì tốc độ quay tuabin không đổi. Bộ điều tốc này làm việc dựa trên nguyên lý Servomotor thứ cấp với cơ cấu thừa hành được hoạt động bởi hệ thống dầu áp lực.

- Bộ bảo vệ máy vượt tốc có tác dụng bảo vệ tuabin tránh vượt quá tốc độ cho phép. Khi tốc độ quay của rotor tăng đến (3330 ÷ 3360 vg/ph) thì bảo vệ sẽ đóng van stop và van điều chỉnh lại.

- Bộ bảo vệ phụ tác động đóng van stop và các van điều chỉnh khi tốc độ quay của rotor tuabin đạt tốc độ 3480 vg/ph mà bảo vệ máy vượt tốc không tác động.

- Bộ hạn chế công suất tác dụng bằng cách hạn chế độ mở các van điều chỉnh không cho máy mang tải cao hơn trị số đã định.

- Bảo vệ trục rotor: khi rotor bị di trục về phía máy phát 1,2 mm hoặc di trục về phía xilanh cao áp 1,7 mm thì bảo vệ sẽ tác động đóng van stop và các van điều chỉnh đồng thời phát tín hiệu sự cố.

- Bảo vệ tín hiệu khi chân không bình ngưng tụt xuống còn 650 mmHg và ngắt máy ngắt điện từ khi chân không tụt xuống 540 mmHg, (-0,7 kG/cm^2).

- Thiết bị đóng cưỡng bức các van một chiều trên các đường trích hơi đến các bình gia nhiệt cao áp 1, 2, 3 và gia nhiệt hạ áp 3, 4, 5 khi van stop đóng tách máy phát.

- Thiết bị liên động khởi động các bơm dầu đảm bảo cung cấp dầu cho các gối trục của tuabin. Khi áp lực của dầu bôi trơn giảm xuống còn

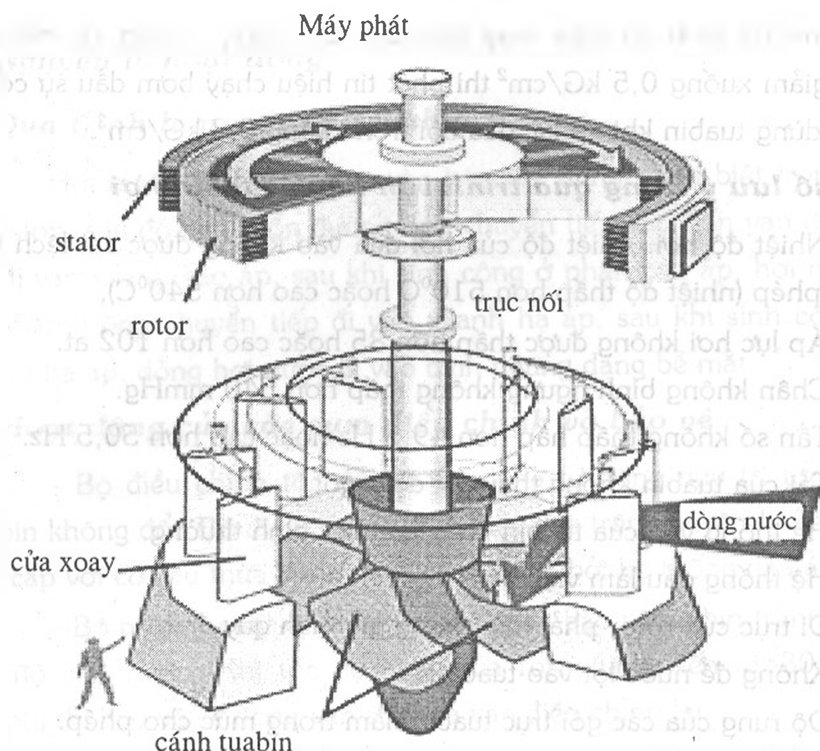
0,6 kG/cm^2 thì phát tín hiệu chạy bơm dầu dự phòng, khi áp lực của dầu bôi trơn giảm xuống 0,5 kG/cm^2 thì phát tín hiệu chạy bơm dầu sự cố và tác động dừng tuabin khi áp lực dầu bôi trơn xuống 0,3 kG/cm^3.

4. Một số lưu ý trong quá trình vận hành tuabin hơi

- Nhiệt độ hơi: nhiệt độ của hơi đưa vào không được sai lệch quá mức cho phép (nhiệt độ thấp hơn 510^{0}C hoặc cao hơn 540^{0}C),
- Áp lực hơi không được thấp hơn 85 hoặc cao hơn 102 at.
- Chân không bình ngưng không thấp hơn 540 mmHg.
- Tần số không thấp hấp hơn 49,5 Hz hoặc cao hơn 50,5 Hz.
- Tải của tuabin không thay đổi đột ngột.
- Hệ thống van của tuabin phải làm việc bình thường.
- Hệ thống dầu làm việc bình thường.
- Di trục của rotor phải nằm trong giới hạn quy định.
- Không để nước lọt vào tuabin.
- Độ rung của các gối trục tuabin nằm trong mức cho phép.
- Các máy bơm làm việc bình thường.
- Sự làm việc bình thường của các gia nhiệt cao áp và hạ áp.
- Sự hoàn hảo của các đường ống dẫn.
- Sự hoàn hảo của các thiết bị đo lường và kiểm tra.

3.1.2. Tuabin thuỷ điện

Do làm việc với năng lượng sơ cấp là thế năng của dòng nước, nên tubin nước có kết cấu khác nhiều so với tuabin hơi. Sơ đồ kết cấu của tuabin nước được thể hiện trên hình 3.3. Tuabin nước liên hệ với máy phát qua trục nối cứng. Đối với các nhà máy thuỷ điện công suất lớn, tuabin được chế tạo theo kiểu trục đứng, còn đối với các máy phát công suất nhỏ thì tuabin thuỷ điện được chế tạo theo kiểu trục ngang. Tuỳ thuộc vào độ cao của cột nước, tức là sự chênh lệch giữa mức nước của hồ chứa và mức nước phía hạ lưu mà tuabin thuỷ điện được chế tạo với tốc độ quay khác nhau: 100 vg/ph (quay chậm); 100 ÷ 200 vg/ph (quay trung bình và trên 200 vg/ph (quay nhanh).



Hình 3.2. Sơ đồ nguyên lý cấu tạo tuabin thuỷ điện.

Nguyên lý làm việc

Dòng nước với tốc độ khá lớn đổ vào cánh tuabin, truyền thế năng của mình cho tuabin làm quay nó với vận tốc xác định. Để nâng cao hiệu suất, trước khi đổ vào tuabin, dòng nước được dẫn qua buồng xoáy ốc. Sau khi qua tuabin, dòng nước thoát ra ngoài theo ống xả ở phía hạ lưu. Tốc độ quay của tuabin có thể được điều chỉnh bởi lưu lượng nước chảy vào bằng cách thay đổi độ mở của cửa van.

3.2. Máy phát điện

3.2.1. Đặc điểm kết cấu

1. Máy phát tuabin hơi

Các máy phát điện (MPĐ) tuabin hơi (nhiệt điện) được được chế tạo với rotor cực ẩn dạng hình trụ dài, trục quay được bố trí kiểu nằm ngang.

Để đạt được hiệu suất cao, mà không cần tăng kích thước, tốc độ quay của các máy phát điện tuabin hơi phải lớn. Mối quan hệ giữa tần số và tốc độ quay được thể hiện bởi biểu thức

$$p = \frac{60f}{n} \quad (3.1)$$

trong đó: p- số lượng cặp cực;

n- tốc độ quay, vg/ph;

f- tần số.

Như vậy ứng với tần số 50Hz, nếu máy phát tuabin hơi có một cặp cực thì tộc độ quay sẽ là 3000 vg/ph. Vì rotor của các máy phát tuabin hơi quay nhanh nên đường kính rất nhỏ, kết cấu cực ẩn để đảm bảo độ bền cơ học cao. Mạch từ của stator và rotor máy phát điện nói chung được các làm bằng thép có độ từ dẫn lớn và độ bền cơ học cao để có thể hạn chế được tổn hao do dòng điện xoáy. Sơ đồ kết cấu của máy phát được thể hiện trên hình 3.3. Đặc điểm kết cấu của máy phát có thể tóm tắt như sau:

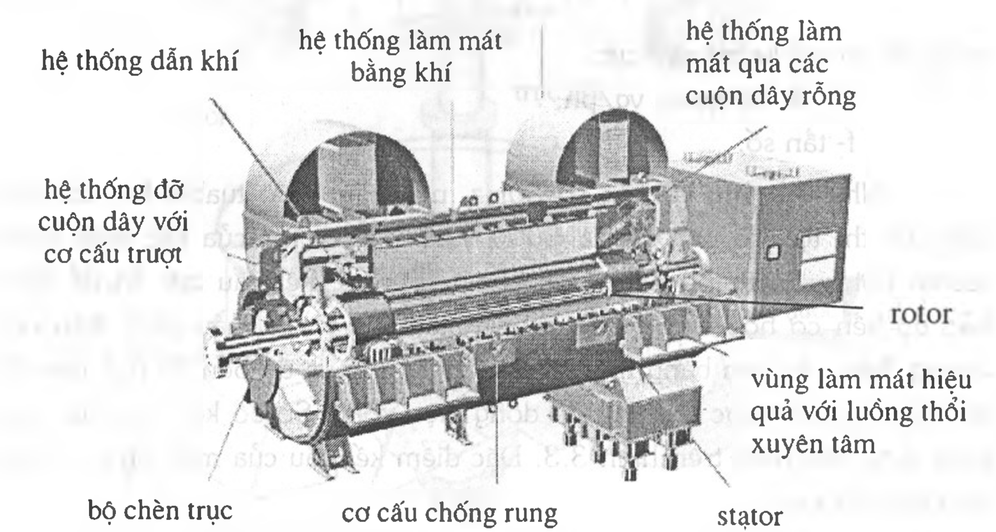
a, *Vỏ stator* được chế tạo liền khối không thấm khí, có độ bền cơ học đủ để stator có thể không bị hỏng bởi sự biến dạng khi có sự cố nổ, vỏ được đặt trực tiếp lên bệ máy và bắt chặt bằng bulông.

b, *Lõi stator* có cấu tạo từ các lá thép kỹ thuật, trên bề mặt các lá thép này được quét lớp sơn cách điện và dọc theo trục có các rãnh thông gió.

Cuộn dây của stator có cấu tạo kiểu 3 pha 2 lớp, cách điện giữa các cuộn dây thường dùng là cách điện loại B sơ đồ nối hình sao kép gồm chín đầu ra.

c, *Rotor* được rèn liền khối bằng thép đặc biệt để đảm bảo rotor có độ bền cơ học trong mọi chế độ làm việc của máy phát. Cuộn dây của rotor có cách điện loại B, lõi được khoan xuyên tâm để đặt các dây nối các cuộn rotor đến chổi than, các vòng dây rotor quấn trên các gờ rãnh, các rãnh này tạo nên các khe thông gió. Một đầu trục rotor được nối trực tiếp với trục tuabin hơi, đầu còn lại nối với máy kích từ. Các ổ đỡ thuộc loại ổ trượt được bôi trơn bằng dầu áp lực cao.

d, Bộ chèn trục dùng để giữ khí H_2 không thoát ra ngoài theo dọc trục có kết cấu đảm bảo nén chặt bạc vào gờ trục nhờ áp lực dầu chèn, dầu nén và đảm bảo tự động dịch chuyển dọc khi có sự di trục.



Hình 3.3. Sơ đồ nguyên lý cấu tạo máy phát điện tuabin hơi.

e, Bộ làm mát được bố trí bao bọc phần trên và dọc theo thân máy phát.

f, Thông gió cho máy phát điện được thực hiện theo chu trình tuần hoàn kín cùng với việc làm mát khí H_2 bằng các bộ làm mát đặt trong vỏ stator, căn cứ vào yêu cầu làm mát khí H_2, nhà chế tạo đặt hai quạt hai đầu trục của rotor máy phát.

2. Máy phát tuabin nước

Máy phát điện tuabin nước (ở các nhà máy thuỷ điện) được chế tạo với tốc độ quay chậm hơn nhiều so với máy phát tuabin hơi. Hơn nữa tốc độ quay của máy phát ở các nhà máy thuỷ điện khác nhau thường cũng không giống nhau. Đó là vì để đảm bảo hiệu suất cao, tuabin nước cần có công suất định mức và tốc độ quay phù hợp với tham số của nguồn nước (chiều cao hiệu dụng cột nước, lưu lượng dòng nước...). Khi cột nước nhỏ

(nhưng lưu lượng nước lớn) tuabin nước có thể có tốc độ quay thấp đến 100 vg/ph.

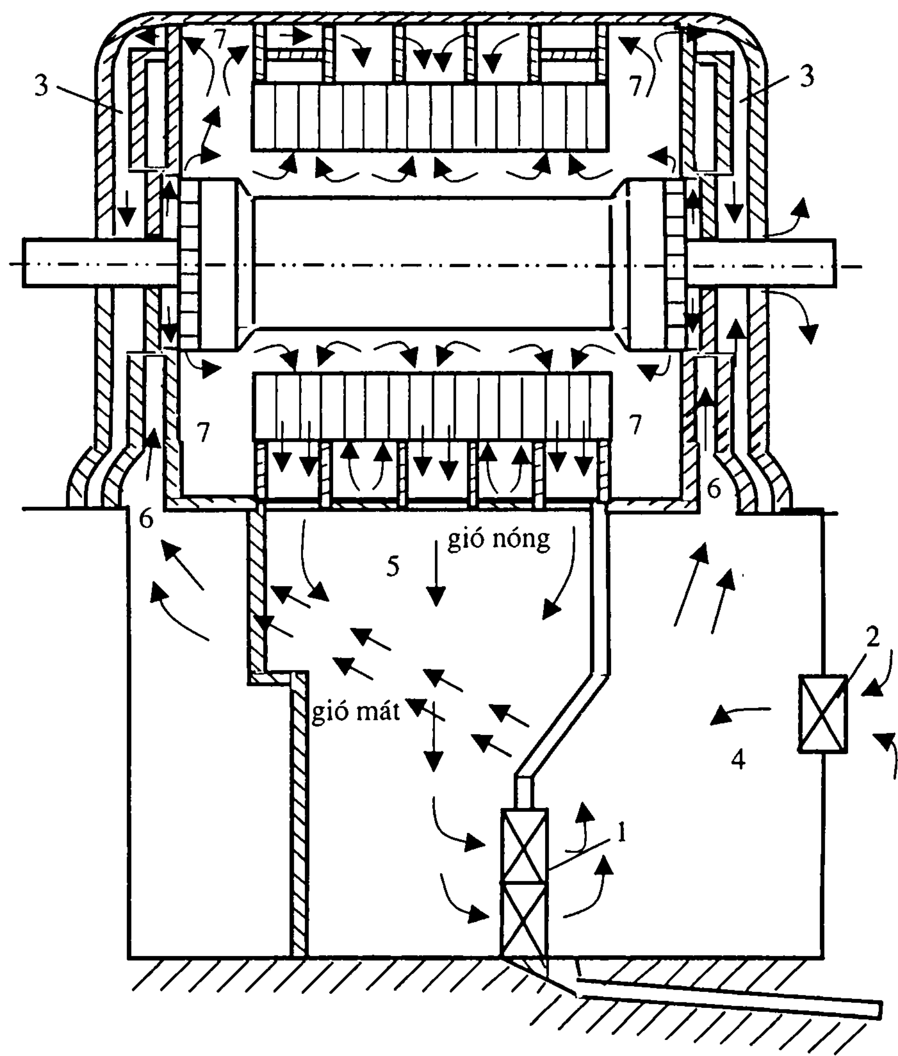
Do tốc độ quay thấp, số cặp cực của máy phát tuabin nước rất lớn, do đó đường kính của rotor phải lớn hơn nhiều so với đường kính của rotor máy phát tuabin hơi. Thường thì đường kính của rotor máy phát tuabin nước lớn hơn nhiều so với chiều dài của nó, kết cấu có dạng bánh xe rỗng (hình 3.2). Do đường kính lớn, chiều dài ngắn, rotor của máy phát thuỷ điện thường được bố trí cho trục quay thẳng đứng, điều đó cho phép tiết kiệm được chiều cao của máy. Đối với máy có công suất nhỏ, tốc độ quay nhanh, trục quay được bố trí nằm ngang. Vành bánh xe được nối với trục quay bởi các trục thép, mặt ngoài gắn các cực từ có cuộn dây.

Có hai kết cấu ổ đỡ cho máy phát thuỷ điện trục đứng là kiểu treo và kiểu đỡ. Đối với máy phát kiểu treo, ổ chính được bố trí ở phía trên rotor, còn trong kiểu đỡ - ở phía dưới. Ưu điểm của kiểu treo là ổn định, ít chịu ảnh hưởng tác động của các phần phụ, còn ưu điểm của kiểu đỡ là giảm được kích thước theo chiều cao và do đó giảm được kích thước chung của máy. Kiểu đỡ thường áp dụng cho các máy có công suất lớn. Máy phát và tuabin nước thường có chung trục và ổ đỡ, do đó ổ đỡ chịu lực dọc trục lớn của toàn bộ trọng lượng các rotor cũng như lực hướng trục của dòng nước. Vì thế ổ đỡ của các máy phát tuabin nước phải có kết cấu rất đặc biệt.

3.2.2. Hệ thống làm mát

Phụ thuộc vào công suất sự làm mát máy phát điện được thực hiện với môi chất là nước, dầu, không khí hoặc khí hydro. Các máy phát điện công suất nhỏ thường được làm mát bằng không khí, còn ở các máy phát công suất lớn việc làm mát được thực hiện bởi môi chất là khí hydro. Sự thay thế không bằng khí hydro cho phép giảm ma sát và tăng hiệu suất của máy phát. Khí hydro có ưu điểm là có độ dẫn nhiệt cao gấp 7 lần và tốc độ nhận nhiệt gấp gần 1,5 lần so với không khí cùng áp suất, thêm vào đó mật độ khí hydro thấp hơn nhiều nên giảm được ma sát và công suất bơm. Nhưng nhược điểm của khí hydro là có thể gây nổ nếu trong máy có lẫn khí oxy, do đó máy được làm mát bằng khí hydro cần có độ

bền cao và cấu trúc đặc biệt kín. Để tăng cường hiệu quả làm mát, môi chất được thổi qua các rãnh được chế tạo sẵn ở trục, stator và rotor. Quá trình làm mát được thực hiện theo hai phương thức: gián tiếp và trực tiếp:

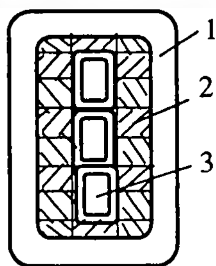


Hình 3.4. Hệ thống làm mát khép kín của máy phát điện tuabin hơi: 1- bộ trao đổi nhiệt; 2- bộ lọc; 3- đường dẫn không khí; 4- buồng khí lạnh; 5- vùng khí nóng; 6- vùng khí loãng ; 7- vùng áp suất.

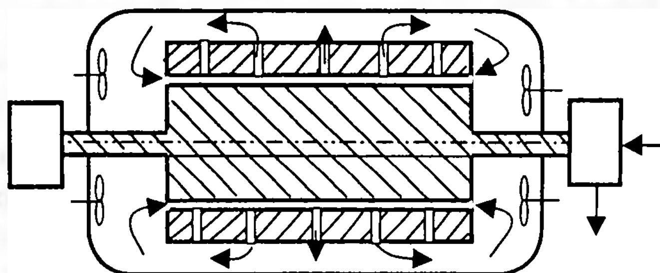
* *Làm mát gián tiếp* được thực hiện bằng cách thổi môi chất làm mát (không khí hoặc khí hydro) qua các khe hở giữa stator và rotor và các khe

hở được chế tạo với mục đích làm mát. Nhiệt từ các cuộn dây và lõi thép được truyền vào không khí (hydro) làm mát qua cách điện. Môi chất làm mát của hệ thống gián tiếp chuyển động theo hai phương thức: thổi qua và tuần hoàn khép kín. Ở phương thức đầu không khí sau khi đã thu nhiệt từ máy phát sẽ thoát ra ngoài, còn ở phương thức sau thì nó sẽ đi qua bộ trao đổi nhiệt và lại trở về máy. Sự lưu chuyển của môi chất làm mát được thực hiện bởi các máy quạt. Hệ thống làm mát gián tiếp theo nguyên lý khép kín cho máy phát tuabin hơi được thể hiện trên hình 3.4. Không khí làm mát sau khi đã thu nhiệt của các cuộn dây và lõi thép được thổi qua bộ trao đổi nhiệt 1, ở đây nhiệt được truyền cho nước, không khí từ bộ trao đổi nhiệt ra được trở lại máy, không khí tươi được bổ sung thêm qua bộ lọc 3.

Trong hệ thống làm mát trực tiếp môi chất làm mát (thường là không khí, khí hydro, nước hoặc dầu) được dẫn qua dây dẫn rỗng (hình 3.5) và các rãnh chế tạo sẵn trong lõi thép, do đó hiệu suất làm mát rất cao, tuy nhiên với hệ thống làm mát này đòi hỏi kết cấu máy rất phức tạp, giá thành đắt. Trong các môi chất làm mát thì nước có nhiều tính năng tốt hơn do không gây cháy nổ, độ dẫn nhiệt cao, độ nhớt thấp nên lưu thông dễ dàng, tuy nhiên cũng có nhược điểm là có thể gây ăn mòn và dẫn điện nếu nước không tinh khiết. Để đưa môi chất vào hệ thống các ống dẫn



Hình 3.5a. Cấu tạo dây dẫn rỗng: 1- lớp cách điện ; 2- dây dẫn; 3- ống dẫn khí làm mát.



Hình 3.5b. Hệ thống làm mát hỗn hợp máy phát điện tuabin hơi.

người ta chế tạo ra các hộp nối đặc biệt có răng chèn ở rotor. Trong một số máy phát, để nâng cao hiệu quả, người ta áp dụng hệ thống làm mát hỗn hợp. Trên hình 3.5.b. biểu thị hệ thống làm mát hỗn hợp máy phát tuabin hơi.

3.2.3. Hệ thống kích từ

Hệ thống kích từ (hay kích thích) có nhiệm vụ cung cấp dòng điện một chiều cho các cuộn dây kích thích nhằm giữ điện áp không đổi khi phụ tải biến đổi và nâng cao giới hạn công suất truyền tải từ nhà máy điện vào hệ thống đảm bảo ổn định tĩnh và ổn định động. Trong chế độ làm việc bình thường bộ tự động điều chỉnh kích từ (TĐK) sẽ điều chỉnh điện áp trên đầu cực máy phát, thay đổi lượng công suất phản kháng đồng thời nâng cao ổn định tĩnh và ổn định động của hệ thống. Trong chế độ sự cố (ngắn mạch) chỉ có bộ phận kích thích cưỡng bức làm việc, nó cho phép duy trì điện áp của lưới ổn định. Hiệu quả thực hiện nhiệm vụ trên phụ thuộc vào đặc trưng và thông số của hệ thống kích từ cũng như kết cấu của bộ phận TĐK.

Để đảm bảo chế độ làm việc chất lượng và tin cậy, dòng một chiều cung cấp cho cuộn dây kích từ của MPĐ đồng bộ phải đủ lớn. Thông thường đòi hỏi công suất định mức của hệ thống kích từ bằng (0,2 ÷ 0,6)% công suất định mức của MPĐ. Việc tạo ra hệ thống kích từ có công suất lớn như vậy thường gặp rất nhiều khó khăn. Đó là vì công suất chế tạo của các máy phát điện một chiều bị hạn chế bởi điều kiện làm việc của bộ phận đổi chiều. Khi công suất lớn, do tia lửa phát sinh mạnh, nên bộ phận làm việc kém tin cậy và mau hỏng. Bởi vậy, đối với các MPĐ công suất lớn, thay vì sử dụng hệ thống kích từ một chiều, người ta thường áp dụng hệ thống kích từ dùng MPĐ xoay chiều kết hợp với bộ chỉnh lưu. Ngoài công suất định mức và điện áp định mức, hệ thống kích từ còn được đặc trưng bằng hai thông số quan trọng khác là điện áp kích từ giới hạn U_{fgh} và hằng số thời gian T_e.

Điện áp kích từ giới hạn là điện áp kích từ lớn nhất để tạo ra dòng điện của hệ thống kích từ. Điện áp này càng lớn thì phạm vi tác động điều

chỉnh dòng kích từ càng rộng và càng có khả năng điều chỉnh nhanh. Đối với MPĐ tuabin hơi thường có giá trị lớn hơn hoặc bằng điện áp định mức máy phát ($U_{fgh} \geq U_{nF}$), còn ở MPĐ thuỷ điện thì $U_{fgh} \geq 1,U_{nF}$. Trong nhiều trường hợp, để đáp ứng yêu cầu đảm bảo ổn định của hệ thống người ta áp dụng điện áp giới hạn lớn hơn ($U_{fgh} = 3 \div 4)U_{nF}$. Tuy nhiên U_{fgh} càng lớn đòi hỏi cách điện của hệ thống kích từ càng phải cao.

Hằng số thời gian T_e đặc trưng cho tốc độ thay đổi dòng kích từ, nó được xác định bởi quán tính điện từ của các cuộn dây điện cảm. Hằng số thời gian có trị số càng nhỏ thì tốc độ điều chỉnh kích từ càng nhanh. Tính tác động nhanh của hệ thống kích từ được đặc trưng bởi tốc độ tăng điện áp kích từ trong trường hợp kích thích cưỡng bức:

$$v = 0,632\frac{U_{fgh} - U_{nF}}{U_{nF}t_1} \qquad (3.2)$$

trong đó:

U_{fgh} - điện áp khích từ giới hạn;

U_{nF} - điện áp định mức;

t_1 - thời gian để tăng điện áp kích từ từ trị số định mức U_{nF} đến trị số $U_{nF} + 0,632(U_{fgh} - U_{nF})$.

Đây chính là tốc độ trung bình tăng điện áp ở giai đoạn đầu của quá trình kích thích cưỡng bức. Đa số các trường hợp có thể coi điện áp kích từ cưỡng bức tăng theo quy luật hàm mũ:

$$U_f(t) = U_{fgh} - (U_{fgh} - U_{nF})e^{-t/Te}, \qquad (3.3)$$

Công thức (3.3) cho thấy, tốc độ tăng điện áp kích thích càng nhanh khi U_{gh} càng lớn và hằng số thời gian T_e càng nhỏ. Các tham số này phụ thuộc vào kết cấu và nguyên lý làm việc của hệ thống kích từ cụ thể.

Hệ thống kích từ có thể được chế tạo theo ba loại sau:

- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện một chiều;
- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện xoay chiều chỉnh lưu;
- Hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển.

1) Hệ thống kích từ dùng máy phát điện một chiều

Để quay MPĐ một chiều người ta sử dụng năng lượng của chính trục quay của MPĐ đồng bộ. Đôi khi cũng có thể sử dụng một động cơ điện xoay chiều riêng cho mục đích này. Động cơ xoay chiều được cung cấp từ lưới điện tự dùng của nhà máy qua máy biến áp hoặc từ một MPĐ đồng bộ riêng ghép cùng trục với MPĐ chính nhưng có công suất nhỏ.

Trường hợp đầu có ưu điểm là đơn giản, tin cậy , giá thành hạ, tốc độ quay ổn định không phụ thuộc vào điện áp của lưới điện tự dùng. Tuy nhiên, có nhược điểm là khi cần sửa chữa máy kích thích nhất thiết phải ngừng máy phát điện đồng bộ, không thay thế được bằng nguồn kích thích dự phòng. Ngoài ra, tốc độ quay quá lớn của tuabin hơi không thích hợp với MPĐ một chiều, do đó phương pháp này được sử dụng chỉ ở các MPĐ công suất nhỏ. Đối với MPĐ thuỷ điện, tốc độ trục quay lại quá nhỏ cũng hạn chế công suất chế tạo MPĐ kích thích. Nhược điểm của phương án dùng động cơ điện xoay chiều là vận hành phức tạp, giá thành cao, chịu ảnh hưởng của việc thay đổi tần số và điện áp lưới nhất là trong chế độ sự cố. Về mặt này phương án cung cấp cho động cơ từ máy phát điện xoay chiều, nối cùng trục với máy phát điện chính, tỏ ra có ưu điểm hơn.

Nhược điểm chung của hệ thống kích thích từ dùng MPĐ một chiều là hằng số thời gian T_e lớn (0,3 ÷ 0,6 s) và giới hạn điều chỉnh không cao. Ngoài ra do có vành góp và chổi điện,công suất chế tạo bị hạn chế. Vì vậy hệ thống kích thích từ loại này thường chỉ được áp dụng ở các MPĐ nhỏ và trung bình.

2) Hệ thống kích từ máy phát điện xoay chiều và chỉnh lưu

Có hai loại chính: dùng máy phát điện xoay chiều tần số cao và dùng máy phát điện xoay chiều không vành trượt .

Máy phát điện xoay chiều với tần số cao được chế tạo theo kiểu cảm ứng: rotor không có cuộn dây, cuộn kích từ cũng đặt ở phần tĩnh. Từ thông thay đổi được nhờ vào kết cấu thay răng rãnh của rotor. Cuộn kích từ chính của MPĐ kích thích thường được nối trực tiếp với tải của nó. Các

cuộn kích từ phụ được cung cấp và điều chỉnh qua thiết bị TĐK với nhận điện năng từ phía đầu cực của MPĐ đồng bộ (qua các máy biến đổi áp và dòng BU và BI). Tần số của dòng điện trong MPĐ kích thích tần số cao là 500 Hz (khi quay cùng trục với MPĐ đồng bộ tuabin hơi 3000 vg/ph). Dòng điện này được chỉnh lưu ba pha biến đổi thành dòng điện một chiều.

Dùng MPĐ xoay chiều tần số cao, hệ thống kích từ có thể áp dụng cho các MPĐ đồng bộ công suất lớn (200 ÷ 300) MW. Hạn chế công suất trong trường hợp này chủ yếu vẫn là do tồn tại vành trượt và chổi điện cung cấp dòng điện kích từ cho rotor của máy phát điện đồng bộ.

Hằng số thời gian T_e và điện áp kích từ giới hạn U_{fgh} trong trường hợp này gần như hệ thống kích từ dùng MPĐ một chiều (T_e lớn, U_{fgh} nhỏ).

Để tăng công suất kích từ lên hơn nữa người ta áp dụng hệ thống kích từ không vành trượt. Trong hệ thống kích từ này người ta dùng MPĐ xoay chiều ba pha quay đồng trục với MPĐ chính làm nguồn cung cấp. Máy phát xoay chiều có kết cấu đặc biệt: cuộn kích từ đặt ở stator, còn cuộn dây ba pha lại đặt ở rotor. Dòng điện xoay chiều ba pha tạo ra ở máy phát kích thích được chỉnh lưu thành dòng điện một chiều nhờ bộ chỉnh lưu công suất lớn cũng gắn ngay trên trục rotor của các máy phát. Nhờ vậy cuộn dây kích từ của MPĐ chính có thể nhận ngay được dòng điện chỉnh lưu không qua vành trượt và chổi điện.

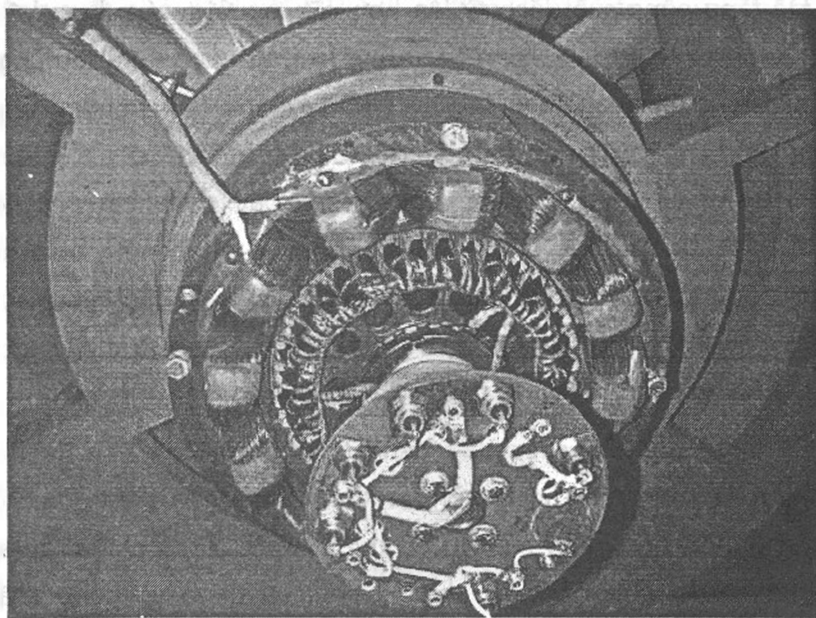
Để cung cấp cho cuộn dây kích từ của máy phát kích thích (đặt ở stato) người ta dùng một bộ chỉnh lưu khác (thường là chỉnh lưu có điều khiển) mà nguồn cung cấp của nó có thể là MPĐ xoay chiều tần số cao hoặc nguồn xoay chiều bất kỳ khác. Ngoài ưu điểm có công suất lớn, hằng số thời gian kích từ T_e của hệ thống kích từ loại này cũng quá nhỏ (0,1 ÷ 0,5) s, điện áp kích từ giới hạn lớn hơn.

3) Hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển

Việc áp dụng hệ thống kích từ với các loại chỉnh lưu có điều khiển công suất lớn (các chỉnh lưu thuỷ ngân có cực điều khiển, các bộ thyristor)

cho phép giảm hằng số thời gian T_e. Nguồn điện xoay chiều ba pha cung cấp cho cuộn dây kích thích của máy phát đồng bộ qua bộ chỉnh lưu có điều khiển là một máy phát điện xoay chiều ba pha tần số (50÷ 500)Hz, hoặc máy biến áp tự dùng (hình 3.6).

Khác với chỉnh lưu bình thường, trong chỉnh lưu có điều khiển, ngoài điều kiện thuận chiều của điện áp trên chỉnh lưu, còn đòi hỏi có một tín hiệu (dòng điện) xuất hiện trên cực điều khiển mới có dòng điện chạy qua. Tốc độ điều chỉnh của hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển rất nhanh, có thể coi như tác động tức thời vào điện áp kích từ. Hằng số thời gian chỉ còn khoảng (0,02÷ 0,04) s. Do ưu điểm của hệ thống kích từ này , chúng được áp dụng rộng rãi trong các MPĐ công suất lớn, có yêu cầu điều chỉnh cao.

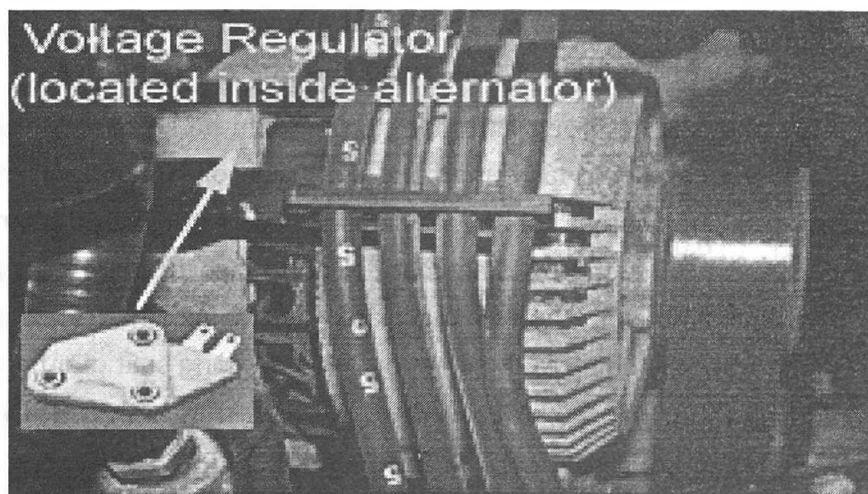


Hình 3.6. Sơ đồ cấu tạo của hệ thống kích từ máy phát điện.

3.2.4. Điều chỉnh máy phát điện

Bộ tự động điều chỉnh điện áp của máy phát điện hoạt động theo nguyên lý sau:

Hai cuộn dây: cuộn 1 nhận tín hiệu được lấy từ máy biến điện áp BU và cuộn 2 - từ máy biến dòng BI ở đầu cực máy phát đưa vào bộ tự động điều chỉnh kích từ (TKT). Cuộn dây 1 còn nhận thêm dòng kích từ của máy kích từ phụ (khi đã qua chỉnh lưu). Hai cuộn này tạo nên hiệu ứng corrector thuận và nghịch cho việc điều chỉnh điện áp của máy phát. Ngoài ra có thêm cuộn thứ 3 mắc nối tiếp với mạch kích từ chính có nhiệm vụ tăng tốc cho những tín hiệu điều chỉnh (dòng kích từ). Trên hình 3.7 biểu thị bộ điều chỉnh điện áp n lắp bên trong máy phát điện.



Hình 3.7. Bộ điều chỉnh điện áp lắp trong máy phát điện.

Dòng kích từ của máy kích từ (xoay chiều tần số cao) được đưa qua bộ chỉnh lưu bởi các diod. Sau đó mạch được mắc nối tiếp với một bộ gồm tụ điện và điện trở (nhằm san bằng dòng điện rồi được đưa vào mạch kích từ). Trong mạch kích từ còn có áptomat khử từ trường. Khi máy phát bị ngắt đột ngột, áptomat khử từ trường sẽ đóng mạch kích từ vào một điện trở khử từ trường.

Mạch kích từ dự phòng khi cần thiết sẽ được đóng trực tiếp vào cuộn dây kích từ mà không qua bộ tự động đóng dự phòng. Do đó khi kích từ dự phòng sẽ không tự động điều chỉnh được điện áp.

3.2.5. Chế độ làm việc của máy phát

1) Chế độ làm việc bình thường của máy phát là chế độ làm việc ứng với các tham số định mức hoặc các tham số gần với giá trị định mức. Các tham số của máy phát gồm: công suất, dòng stator, dòng rotor, tần số, hệ số công suất, nhiệt độ và áp suất của môi chất.

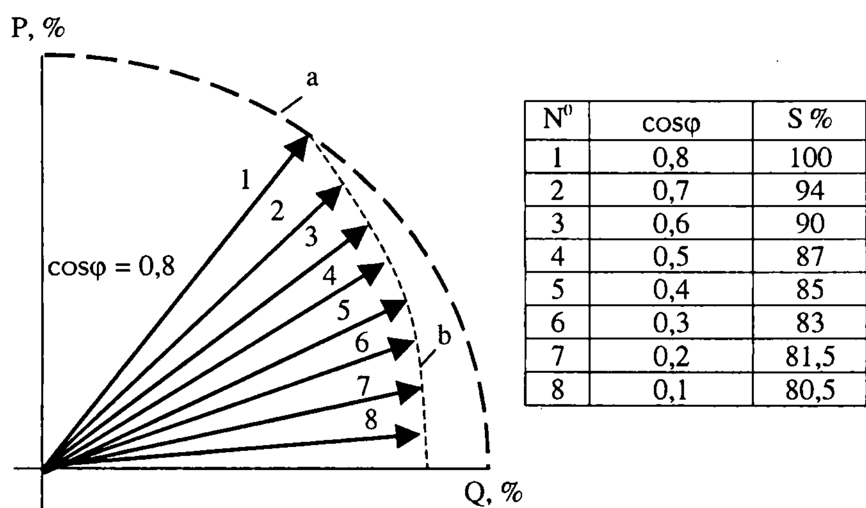
Dòng điện lâu dài của stator và rotor phải nhỏ hơn giá trị cho phép. Nếu nhiệt độ của môi trường làm mát thấp thì có thể tăng công suất của máy phát. Nếu nhiệt độ của môi trường làm mát cao hơn giá trị cho phép thì dòng điện stator và rotor phải giảm đến giá trị mà nhiệt độ của các cuộn dây không thể vượt quá trị số cho phép.

Máy phát với hệ thống làm mát gián tiếp khi hệ số cosφ = 0,8 có thể làm việc với công suất tác dụng bằng công suất định mức toàn phần, nếu tuabin cho phép sự quá tải này. Sự làm việc của rotor khi đó thậm chí còn nhẹ nhàng hơn ở chế độ định mức, vì dòng kích từ giảm do sự tác động từ hoá của phụ tải phản kháng giảm. Yếu tố giới hạn toàn phần trong trường hợp này chính là dòng stator. Biểu đồ công suất giới hạn của máy phát phụ thuộc vào hệ số cosφ được thể hiện trên hình 3.8. Đường thẳng 1 với hệ số công suất cosφ = 0,8 ứng với chế độ 100% công suất máy phát, đường 8 ứng với hệ số cosφ = 0,1 và 80,5%. Khi phụ tải tác dụng nhỏ hơn giá trị định mức, máy phát có thể nhận phụ tải phản kháng lớn hơn giá trị mà nó có thể gánh được ở chế độ định mức. Yếu tố xác định giới hạn trên của phụ tải phản kháng ứng với các giá trị giảm của phụ tải tác dụng chính là dòng rotor, dòng này không được vượt quá giá trị ở chế độ định mức.

Việc giảm áp suất khí hydro so với giá trị định mức sẽ gây nguy hiểm, vì có thể sẽ có không khí lọt vào máy, còn đối với máy phát áp suất cao có thể dẫn đến sự đốt nóng cuộn dây. Nếu áp suất khí H_2 tăng quá giá trị định mức, có thể làm giảm độ tin cậy của hệ thống làm mát.

Độ ẩm của khí H_2 trong vỏ máy không được vượt quá 85% ở áp suất làm việc, độ ẩm của H_2 tăng sẽ làm giảm độ tin cậy và tuổi thọ của

cách điện. Máy phát có hệ thống làm mát trực tiếp bằng khí hydro có thể làm việc với chế độ làm mát bằng không khí nếu giảm phụ tải . Đối với các máy phát làm mát gián tiếp bằng khí hydro thì không thể làm việc với chế độ làm mát bằng không khí được. Độ sạch của khí hydro cũng làm ảnh hưởng đếm chế độ làm mát. Nếu độ sạch giảm đi 1% thì hiệu quả làm mát giảm 10 ÷ 11%. Thành phần oxy trong máy phát không được vượt quá 1,2%, nếu điều kiện này không được đảm bảo thì có thể dẫn đến nguy cơ hình thành hổn hợp gây nổ.



N^0	cosφ	S %
1	0,8	100
2	0,7	94
3	0,6	90
4	0,5	87
5	0,4	85
6	0,3	83
7	0,2	81,5
8	0,1	80,5

Hình 3.8. Biểu đồ công suất giới hạn của máy phát phụ thuộc vào hệ số cosφ: a- đường giới hạn theo dòng stator; b- đường giới hạn theo dòng của rotor.

2) Chế độ làm việc cho phép của máy phát điện khi điện áp, hệ số công suất, tần số sai lệch so với giá trị định mức

Khi điện áp ở đầu cực stator máy phát điện thay đổi trong giới hạn ±5%÷±25% so với điện áp định mức của máy phát thì cho phép duy trì công suất định mức trong điều kiện hệ số công suất cosφ có giá trị định mức.

Khi điện áp thay đổi từ 90% đến 110% thì dòng điện và công suất toàn phần của máy phát điện được quy định sao cho phù hợp. Ví dụ sự thay đổi của công suất và dòng điện của máy phát ở Nhà máy Điện Phả Lại được cho trong bảng 3.1.

Bảng 3.1. Dòng điện và công suất thay đổi theo quy định điện áp

U(V)	11550	11450	11340	11240	11030	11000	10500	9980	9450
S(MVA)	127,1	129,7	133,7	135,6	138,4	141,2	141,2	141,2	132
I_{stator}(A)	6363	6518	6751	6980	7140	7570	7760	8150	8150

3) Chế độ cho phép làm việc của máy phát điện khi khí H_2 thay đổi

Không cho phép máy phát điện làm việc khi làm mát bằng không khí, trừ trường hợp chạy không tải có kích từ. Trong trường hợp này áp lực dư của không khí phải ở trị số 0,03 ÷ 0,5 kG/cm^2. Nếu máy phát điện được làm mát bằng khí hydro H_2 mà khi áp lực của H_2 nhỏ hơn 2,5 kG/cm^2 thì không cho phép làm việc. Khi nhiệt độ của H_2 lớn hơn giá trị định mức, dòng điện của stator và rotor của máy phát điện phải giảm đến mức sao cho nhiệt độ của các cuộn dây không lớn hơn nhiệt độ cho phép vận hành.

Ví dụ sự giảm dòng điện của stator máy phát điện theo nhiệt độ của H_2 ở Nhà máy Điện Phả Lại được ghi trong bảng 3.2.

Bảng 3.2. Sự giảm dòng điện của stator máy phát điện theo nhiệt độ của khí hydro H_2 ở nhà máy điện Phả lại

t (^{0}C)	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
I_{stator} (kA)	7,6	7,53	7,4	7,3	7,2	7,03	6,87	6,72	6,56	6,41	6,17	5,94	5,71	5,5	5,24

Khi nhiệt độ của H_2 tăng hơn giá trị định mức trong giới hạn 37 ÷ 42^{0}C thì cho phép dòng stator giảm 1,5% (116 A/1^{0}C), từ 42 ÷ 47^{0}C thì dòng cho phép stator giảm 2,5% (155 A/1^{0}C), từ 47 ÷ 52^{0}C thì dòng của

stator giảm 3% (233 A/1^0C). Nghiêm cấm máy phát điện làm việc khi nhiệt độ của H_2 ở đầu vào vượt quá giới hạn 52^0C. Trong trường hợp này với việc giảm phụ tải toàn phần của nhà máy thì trong thời gian 3 ph phải tìm cách giảm nhiệt độ của H_2 xuống bằng cách cắt máy sự cố ra khỏi lưới bằng tay.

4) Chế độ làm việc của máy phát khi tần số thay đổi

Khi tần số thay đổi trong phạm vi cho phép ±2,5 Hz so với giá trị định mức thì cho phép máy điện duy trì công suất toàn phần. Khi tần số lớn hơn 52,5 Hz hoặc nhỏ hơn 47,5 Hz thì không cho phép máy điện làm việc vì điều kiện an toàn của xilanh cao áp của tuabin.

5) Chế độ tăng phụ tải của máy phát điện

Tốc độ tăng phụ tải tác dụng của máy phát điện được xác định theo điều kiện làm việc của tuabin, trong trường hợp này dòng điện stator không được tăng nhanh hơn phụ tải tác dụng của máy phát điện.

6) Chế độ làm việc với phụ tải không đối xứng

Khi phải làm việc ở chế độ không đối xứng, trong dòng điện của stator xuất hiện thành phần thứ tự nghịch. Thành phần này sinh ra từ thông thứ tự nghịch, dẫn đến sự hình thành từ trường quay ngược chiều. Điều đó làm tăng độ đốt nóng, tăng tổn thất, tăng độ rung, đặc biệt đối với máy có cực từ lồi. Chỉ cho phép máy phát điện làm việc lâu dài khi hiệu số dòng điện trên các pha không lớn hơn 10% so với dòng điện định mức. Khi đó không cho phép dòng điện bất cứ pha nào được lớn hơn trị số cho phép đã quy định trong chế độ đối xứng, dòng điện thứ tự nghịch trong trường hợp này có trị số khoảng 5%÷7% dòng điện thứ tự thuận. Khi xảy ra mất đối xứng quá trị số cho phép cần có các biện pháp loại trừ hoặc giảm sự mất đối xứng, nếu trong khoảng thời gian 3 đến 5 ph không thể khắc phục được thì phải giảm phụ tải và cắt máy phát điện ra khỏi lưới.

7) Chế độ cho phép quá tải ngắn hạn

Trong chế độ sự cố cho phép máy phát điện quá tải ngắn hạn

dòng điện của stator và rotor, trị số quá tải của stator và rotor cho phép các thông số khí H_2, điện áp và hệ số công suất ở chế độ định mức, các trị số quá tải và thời gian cho phép duy trì được duy trì ở Nhà Máy Điện Phả Lại cho trong bảng 3.3. và bảng 3.4.

Bảng 3.3. Trị số quá tải và thời gian duy trì cho phép theo dòng điện stator

t (ph)	1	2	3	4	5	6	15	60
I_{stator} (kA)	15,52	11,64	10,86	10,09	9,70	9,3	8,9	8,54

Bảng 3.4. Trị số quá tải cho phép của dòng rotor theo thời gian

t (ph)	0,33	1	4	60
I_{rotor}(kA)	3,500	2,745	2,196	1,940

* Không áp dụng quá tải sự cố cho các điều kiện làm việc bình thường

8) Chế độ vận hành không đồng bộ

Khả năng máy phát điện vận hành ở chế độ không đồng bộ được xác định theo mức giảm điện áp và có đủ công suất phản kháng dự phòng của hệ thống, nếu hệ thống cho phép máy phát điện làm việc ở chế độ không đồng bộ thì khi mất kích từ phải lập tức cắt áptomat khử từ trường và giảm phụ tải tác dụng đến 60% công suất định mức trong thời gian 30 s, tiếp theo giảm công suất đến 40% công suất định mức trong thời gian 1,5 ph.

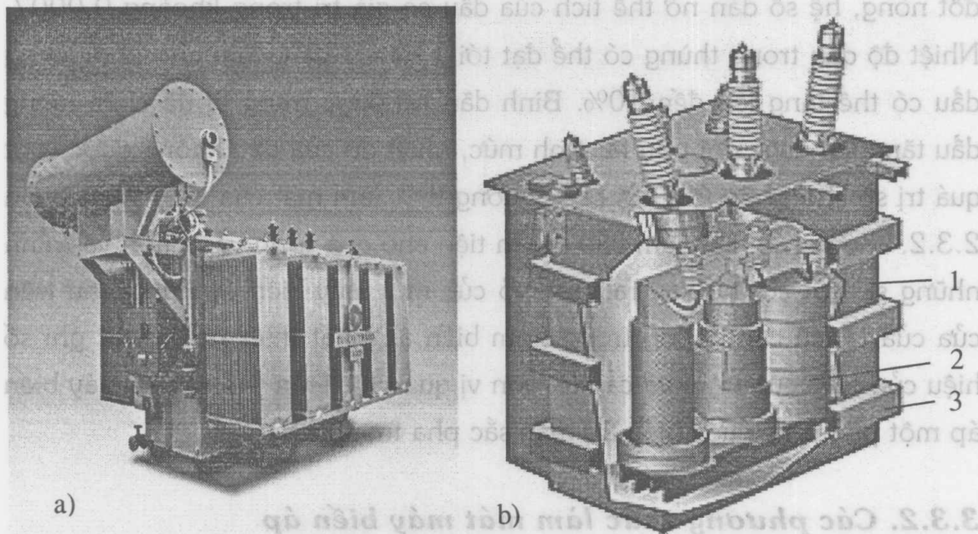
Trường hợp này cho phép máy phát làm việc ở chế độ không đồng bộ trong thời 30 ph kể từ thời điểm bắt đầu mất kích từ để tìm ra nguyên nhân sự cố và sửa chữa, nếu sau 30 ph không tìm ra nguyên nhân thì phải đưa kích từ dự phòng vào làm việc.

3.3. Máy biến áp điện lực

Máy biến áp điện lực là thiết bị điện từ tĩnh dùng để biến đổi điện áp trong mạng điện xoay chiều. Sơ đồ kết cấu của máy biến áp được thể hiện trên hình 3.9.

3.3.1. Đặc điểm kết cấu

1). Mạch từ: Mạch từ của máy biến áp được làm bằng thép kỹ thuật gồm các lá thép dát mỏng có sơn cách điện để cách ly các lá thép với nhau với mục đích giảm dòng điện xoáy chạy trong lõi thép, do đó làm tăng hiệu suất của máy biến áp.



Hình 3.9 . a) Hình dạng bao quát của máy biến áp;
b) Sơ đồ kết cấu của máy biến áp:
1- mạch từ; 2- cuộn dây; 3- vỏ máy.

2) Các cuộn dây: Cuộn dây sơ cấp và thứ cấp được lồng vào các trụ của mạch từ, theo từng lớp. Các lớp dây được cách điện với nhau. Các cuộn dây của máy biến áp được đấu theo hình sao hoặc tam giác ứng với các tổ nối dây thích hợp.

3) Vỏ máy biến áp được chế tạo bằng thép có thể chịu được áp suất cao, bên trong vỏ máy biến áp cùng với ruột máy (mạch từ và các cuộn dây) là dầu biến thế có nhiệm vụ cách điện và làm mát cho máy. Quanh thùng máy biến áp người ta lắp các cánh tản nhiệt để tăng bề mặt tiếp xúc của dầu với môi trường làm mát. Bên trên thùng máy biến áp có trang

bị bình dãn dầu (bình thở hay bình hô hấp). Bình dãn dầu có nhiệm vụ chứa dầu thừa khi nhiệt độ trong máy tăng cao. Để máy biến áp làm việc bình thường, các tiêu chuẩn của dầu biến thế phải được tuân thủ nghiêm ngặt.

Trong quá trình vận hành thể tích của dầu thay đổi theo nhiệt độ đốt nóng, hệ số dãn nở thể tích của dầu có giá trị trong khoảng 0,0007. Nhiệt độ dầu trong thùng có thể đạt tới $110 \div 120^0C$ làm cho khối lượng dầu có thể tăng lên đến 10%. Bình dãn nở được trang bị để chứa lượng dầu tăng lên này. Với phụ tải định mức, nhiệt độ của dầu không được vượt quá trị số cho phép ứng với các phương thức làm mát của máy (xem phần 2.3.2. chương 2). Để đảm bảo thuận tiện cho quá trình vận hành và tránh những sai sót có thể xảy ra, trên vỏ của mỗi máy biến áp cũng như trên cửa của tất cả các phòng trong trạm biến áp nhất thiết phải được ghi số hiệu của máy của trạm và cả của đơn vị quản lý. Trên thùng của máy biến áp một pha phải được biểu thị màu sắc pha tương ứng.

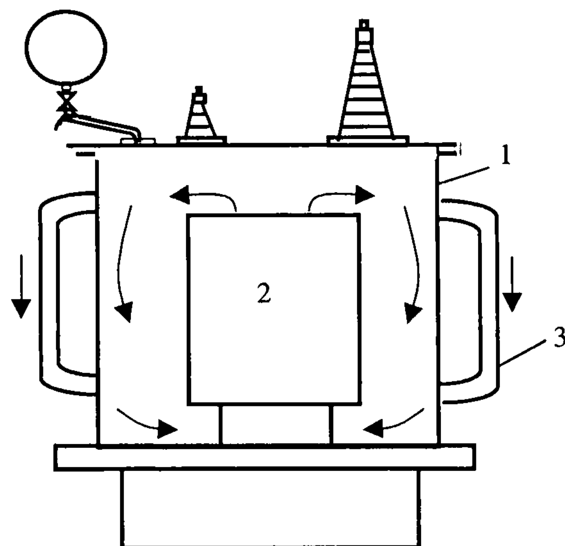
3.3.2. Các phương thức làm mát máy biến áp

Tuỳ thuộc vào công suất định mức của máy biến áp mà người ta áp dụng các phương thức làm mát khác nhau.

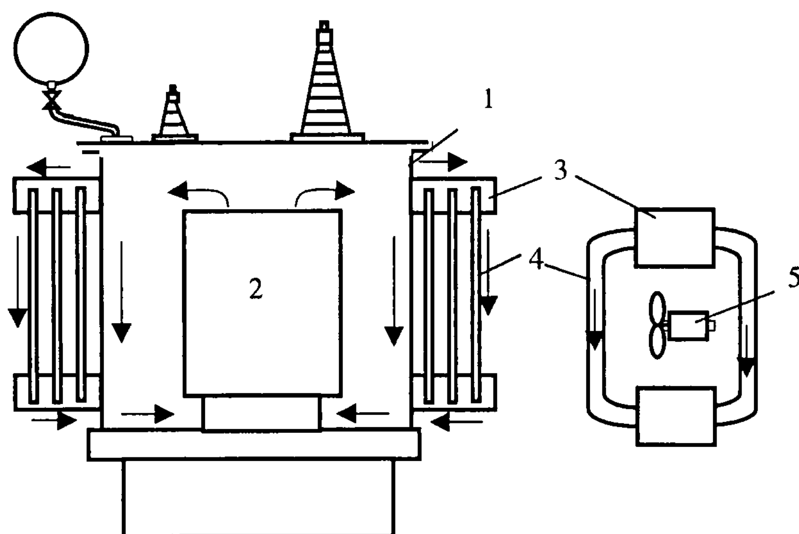
1) Làm mát bằng sự đối lưu tự nhiên của dầu

Các máy biến áp có ký hiệu là TM là các loại máy được làm mát bằng sự đối lưu tự nhiên của dầu trong máy (hình 3.10), theo nguyên tắc dầu nóng được đẩy lên phía trên còn dầu nguội hơn thì đi xuống phía dưới. Để tăng bề mặt làm mát, người ta chế tạo các cánh tản nhiệt dạng hình ống gắn trên thùng biến áp. Kiểu làm mát này thường được áp dụng đối với các máy biến áp có công suất dưới 16 MVA.

2) Làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu của dầu có sự trợ giúp của các máy quạt (hình 3.11). Các máy biến áp có ký hiệu TMД được làm mát theo nguyên tắc kết hợp giữa dầu và không khí thổi.



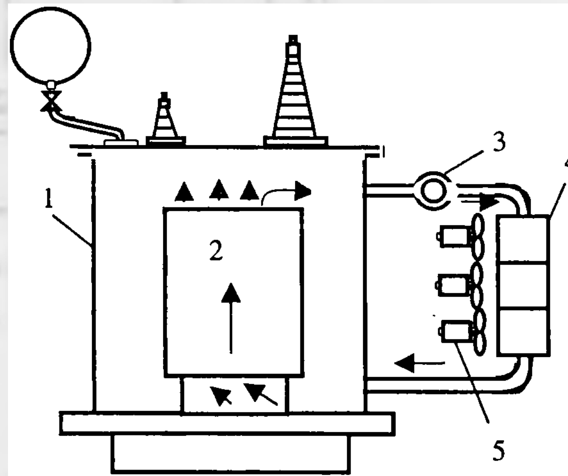
Hình 3.10. Làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu dầu tự nhiên:
1- thùng dầu; 2- phần tản nhiệt; 3- ống tản nhiệt.



Hình 3.11. Hệ thống làm mát bằng dầu tự nhiên
kết hợp với quạt thổi:
1- thùng; 2- phần tản nhiệt; 3- ống góp;
4- ống tản nhiệt; 5- hệ thống quạt.

3) Làm mát máy biến áp bằng tuần hoàn cưỡng bức dầu và không khí

Các máy biến áp (công suất từ 80 MVA trở lên) có ký hiệu TMДЦ, được làm mát theo nguyên tắc làm đối lưu cả dầu và không khí (hình 3.12). Một máy bơm được đặt ở mặt bích trên của máy biến áp để hút dầu đẩy vào bộ phận tản nhiệt cưỡng bức do các máy quạt thổi. Hiệu suất làm mát theo phương thức này tương đối cao.



Hình 3.12. Hệ thống làm mát bằng dầu và không khí cưỡng bức: 1- thùng; 2- bộ phận tản nhiệt; 3- bơm dầu; 4- bộ phận tản nhiệt; 5- hệ thống quạt.

4) Làm mát bằng sự lưu thông của dầu và nước

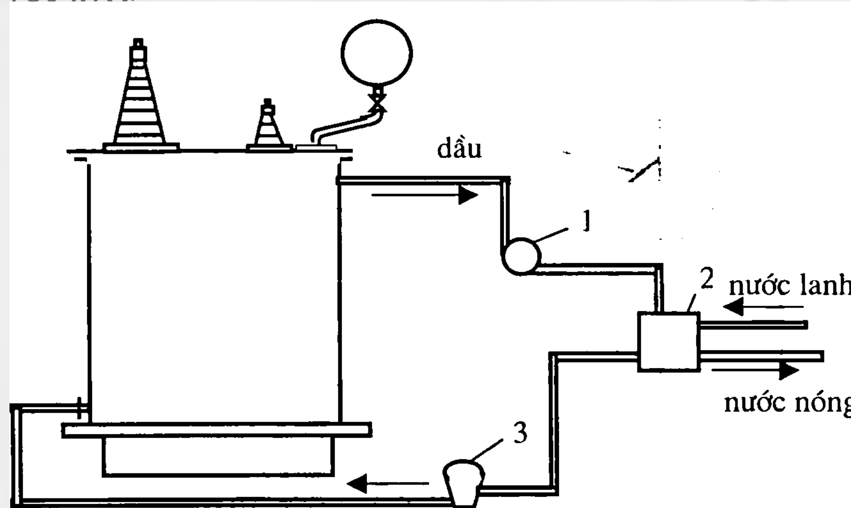
Các máy biến áp có công suất rất lớn ký hiệu TMЦ, được làm mát theo nguyên tắc lưu thông tuần hoàn của cả dầu và nước.

Một máy bơm ly tâm được lắp vào mặt bích trên của máy biến áp để hút dầu nóng đưa đến bộ phận làm mát bằng nước, nơi có đặt một máy bơm ly tâm khác đưa nước lạnh tới hệ thống này (hình 3.13). Dầu sau khi được làm nguội lại trở về thùng từ phía đáy. Loại làm mát này khá hiệu quả nhưng rất cồng kềnh, nên chỉ áp dụng đối với các loại máy biến áp đặc biệt có công suất lớn.

5) Làm mát bằng không khí tự nhiên

Các máy biến áp làm mát bằng không khí tự nhiên gọi là máy biến áp khô, ở đó luồng không khí tự nhiên tràn qua máy biến áp và làm mát

nó. Cách làm mát này hiệu quả rất thấp nên người ta phải sử dụng cách điện tăng cường, làm cho giá thành của máy cao hơn so với các máy biến áp dầu đến trên 3 lần. Loại máy biến áp khô chỉ chế tạo với công suất đến 750 kVA.



Hình 3.13. Hệ thống làm mát bằng dầu và nước tuần hoàn cưỡng bức: 1- bơm dầu; 2- bộ phận trao đổi nhiệt; 3- bộ phận phân ly không khí.

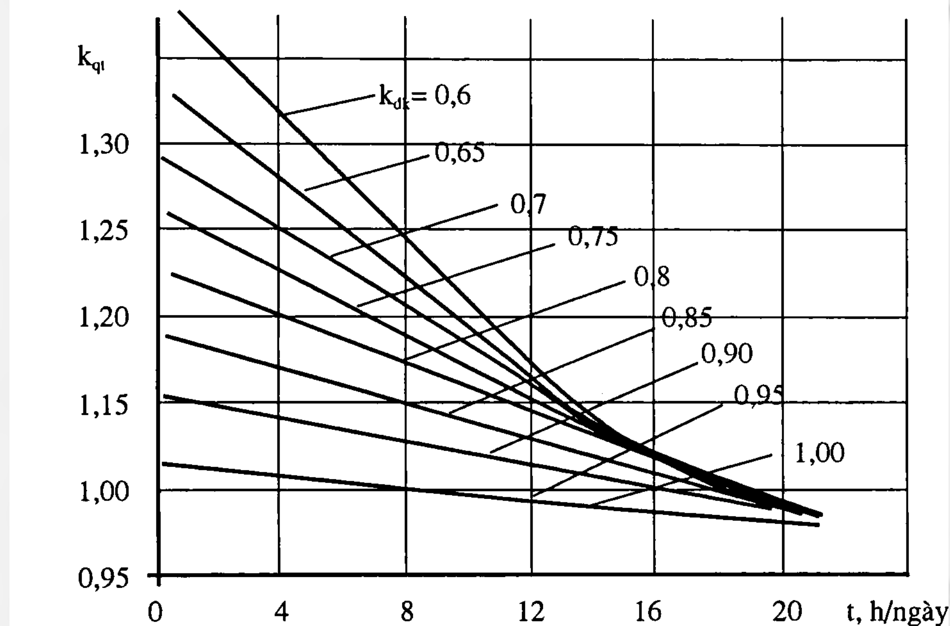
3.3.3. Khả năng mang tải của máy biến áp

Tuổi thọ trung bình của máy biến áp được xác định theo sự già cỗi của cách điện. Trong quá trình làm việc; đôi khi máy biến áp phải làm việc quá tải. Quá tải của máy biến áp là lượng phụ tải qua máy mà làm cho hao mòn cách điện của các cuộn dây vượt quá giá trị so với chế độ làm việc bình thường. Tồn tại hai dạng quá tải là quá tải sau sự cố và quá tải theo chu kỳ:

- *Quá tải sau sự cố:* Theo quy trình quy phạm về vận hành trạm biến áp, cho phép trong thời gian sự cố một trong các máy biến áp làm việc song song, máy biến áp còn lại có thể làm việc quá tải 40% liên tục không quá 6 h trong thời gian không quá 5 ngày, nếu hệ số điền kín đồ thị phụ tải không lớn hơn 0,75 ($k_{đk} \leq 0,75$). Tức là điều kiện làm việc quá tải của máy biến áp được xác định theo biểu thức:

$$k_{dk} = \frac{S_{ssc}}{1,4.S_{nBA}} \leq 0,75 \qquad (3.6)$$

S_{ssc} - phụ tải sau sự cố trong một máy biến áp.

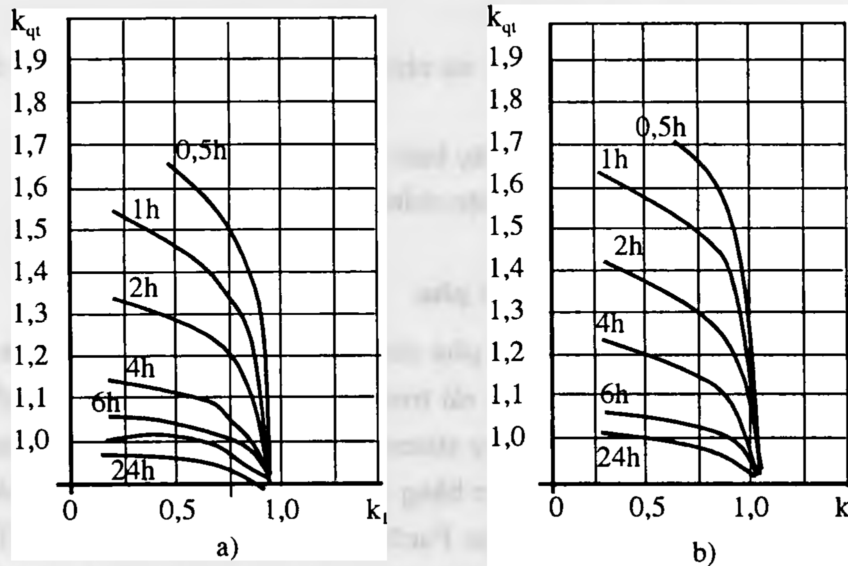


Hình 3.14. Biểu đồ quá tải của máy biến áp dầu phụ thuộc vào hệ số điền kín đồ thị phụ tải.

- *Quá tải chu kỳ* của máy biến áp ở giờ cao điểm được xác định do máy làm việc non tải ở các thời điểm khác trong ngày. Quá tải chu kỳ và thời gian quá tải cho phép của máy biến áp phụ thuộc vào hệ số điền kín đồ thị phụ tải, hệ số mang tải trước đó, nhiệt độ của môi trường xung quanh, hằng số thời gian đốt nóng v.v. Hệ số quá tải chu kỳ phụ thuộc vào hệ số điền kín đồ thị và thời gian làm việc quá tải của máy biến áp dầu biểu thị trên hình 3.14.

Sự quá tải theo chu kỳ còn phụ thuộc vào hệ số mang tải trước đó (ký hiệu là k_1), nhiệt độ môi trường xung quanh và hằng số thời gian đốt nóng. Trên hình 3.15. biểu thị quan hệ phụ thuộc của hệ số quá tải (ký hiệu là $k_2 = k_{qt}$) với thời gian quá tải cho phép và hệ số mang tải trước đó

đối với một số loại máy biến áp ở các điều kiện nhiệt độ môi trường khác nhau.



Hình 3.15. Biểu đồ xác định quá tải chu kỳ của các máy biến áp dầu $k_{qt} = k_2$ - hệ số quá tải; k_1 - hệ số mang tải trước đó:

a) S_{nBA}=1 ÷ 1000 kVA ở $\theta_0 = 20^0C$;

b) S_{nBA}= 1000 ÷ 32000 kVA ở $\theta_0 = 20^0C$.

Quy tắc quá tải 3 %: Khả năng làm việc quá tải của máy biến áp cũng có thể được xác định theo quy tắc "quá tải 3 %". Quy tắc này được phát biểu như sau: Tất cả các máy biến áp có hệ số điền kín đồ thị phụ tải ($k_{đk}$) nhỏ hơn 100% thì cứ mỗi 10 % giảm của $k_{đk}$ sẽ cho phép quá tải 3 % so với công suất định mức, nếu giá trị trung bình của nhiệt độ môi trường xung quanh không lớn hơn 35^0C:

$$k_{3\%} = \frac{100 - k_{dk}}{10}\% \qquad (3.7)$$

Đối với các máy biến áp chưa được nhiệt đới hoá mà được chế tạo tại các nước Châu Âu với khí hậu ôn đới nơi có nhiệt độ trung bình 5^0C và nhiệt độ cực đại trung bình 35^0C, thì công suất định mức của máy biến áp cần phải hiệu chỉnh theo biểu thức sau:

$$S_n^{hc} = S_n(1 - \frac{\theta_{tb} - 5}{100})(1 - \frac{\theta_M - 35}{100}); \qquad (3.8)$$

trong đó:

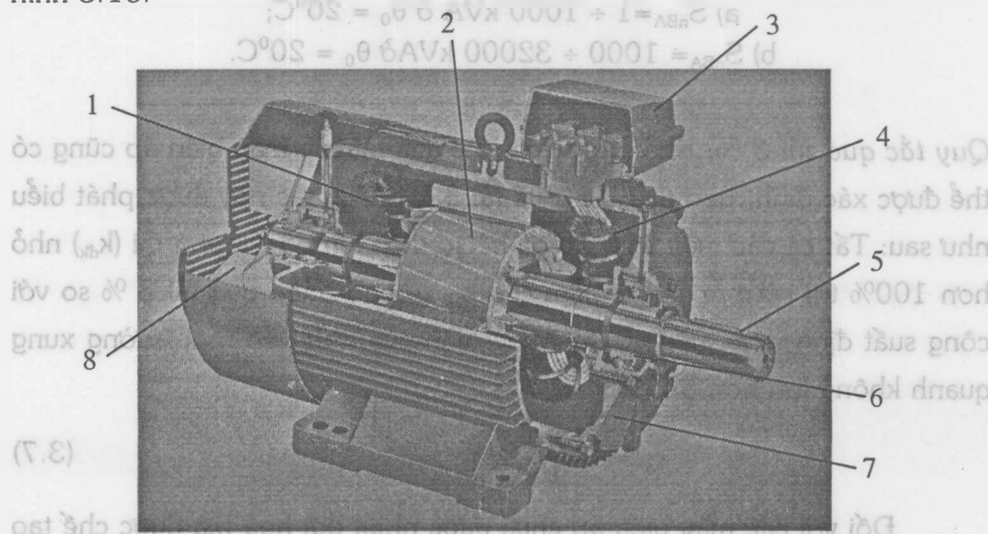
θ_{tb} và θ_M - nhiệt độ trung bình và nhiệt độ cực đại thực tế tại nơi đặt máy biến áp;

S_n - công suất định mức của máy biến áp (ghi trong lý lịch máy);

S_n^{hc} - công suất máy biến áp hiệu chỉnh theo nhiệt độ.

3.4. Động cơ không đồng bộ 3 pha

Động cơ điện không đồng bộ 3 pha còn gọi là động cơ dị bộ 3 pha là thiết bị được sử dụng hết sức rộng rãi trong sản xuất, nó có cấu tạo gồm hai bộ phận chính là phần tĩnh hay stator và phần động hay rotor. Mạch từ của cả stator và rotor được ghép bằng các lá thép mỏng quét sơn cách điện để giảm tổn thất do dòng điện Fucô (dòng điện xoáy) gây nên. Tuỳ thuộc vào cấu tạo của rotor, phân biệt động cơ rotor ngắn mạch và động cơ rotor dây quấn. Sơ đồ cấu tạo của động cơ dị bộ được thể hiện trên hình 3.16.



Hình 3.16. Sơ đồ cấu tạo của động cơ dị bộ:
1- stator; 2- rotor; 3- hộp đấu cực; 4- cuộn dây stator;
5- trục quay; 6- ổ đỡ; 7- vỏ động cơ; 8- quạt làm mát.

Các cuộn dây của động cơ 3 pha được nối với nhau theo sơ đồ hình tam giác hoặc sơ đồ hình sao

Tóm tắt chương 3

Đặc điểm kết cấu của tuabin

Tuabin hơi có cấu tạo gồm hai xilanh: xilanh cao áp và xilanh hạ áp, có các cửa trích hơi không điều chỉnh

** Hệ thống điều chỉnh tuabin*

- Van stop là van chặn đảm bảo đóng kín không cho hơi từ đường ống hơi chính lọt vào tuabin.

- Van điều chỉnh tốc độ gồm 4 van để cấp hơi vào tuabin.

- Khối điều chỉnh tốc độ gồm vòng bay điều chỉnh tốc độ, khối ngăn kéo giữa, ngăn kéo trên và ngăn kéo dưới.

- Ngăn kéo dầu an toàn có nhiệm vụ nhận các xung bảo vệ tác động đến để đóng van stop và van điều chỉnh ngừng tuabin.

- Máy ngắt điện từ là nơi thừa hành các tín hiệu bảo vệ công nghệ gửi đến.

- Chốt bảo vệ nguy cấp dùng để ngừng khẩn cấp tuabin khi ở ngoài máy có hiện tượng không bình thường.

- Bộ hạn chế công suất dùng để hạn chế bớt công suất do mọi nguyên nhân gây ra.

- Zôlônhich có nhiệm vụ nhận các xung và truyền đến sermovotor để đóng mở các van điều chỉnh.

- Servomotor có nhiệm vụ đóng mở các van điều chỉnh.

Máy phát điện

** Đặc điểm kết cấu*

a, Vỏ stator được chế tạo liền khối không thấm khí

b, Stator có lõi được cấu tạo từ các lá thép kỹ, cuộn dây của stator kiểu 3 pha 2 lớp sơ đồ nối sao kép gồm 9 đầu ra.

c, Rotor được rèn liền khối bằng thép đặc biệt, lõi được khoan xuyên tâm để đặt các dây nối các cuộn rotor đến chổi than các vòng dây rotor quấn trên các gờ rãnh, các rãnh này tạo nên các khe thông gió.

d, Bộ chèn trục dùng để giữ khí H_2 không thoát ra ngoài theo dọc trục.

e, Bộ làm mát gồm 6 bộ bố trí bao bọc phần trên và dọc theo thân máy phát.

f, Thông gió cho máy phát điện được thực hiện theo chu trình tuần hoàn kín.

* *Hệ thống làm mát*

Làm mát gián tiếp được thực hiện bằng cách thổi môi chất là không khí tự nhiên hoặc khí hydro qua các khe hở giữa stator và rotor và các khe hở được chế tạo với mục đích làm mát.

* *Hệ thống kích từ*

- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện một chiều;
- Hệ thống kích từ dùng máy phát điện xoay chiều chỉnh lưu;
- Hệ thống kích từ dùng chỉnh lưu có điều khiển.

Máy biến áp điện lực

* *Đặc điểm kết cấu*

- Mạch từ của máy biến áp được làm bằng thép kỹ thuật gồm các lá thép dát mỏng có sơn cách điện để cách ly các lá thép với nhau.
- Cuộn dây sơ cấp và thứ cấp được lồng vào các trụ của mạch từ, theo từng lớp.
- *Vỏ máy* được chế tạo bằng thép có thể chịu được áp suất cao, bên trong vỏ máy biến áp cùng với ruột máy (mạch từ và các cuộn dây là dầu biến thế có nhiệm vụ cách điện và làm mát cho máy.

Các phương thức làm mát máy biến áp

a) Làm mát bằng sự đối lưu tự nhiên của dầu

b) Làm mát máy biến áp bằng sự đối lưu của dầu có sự trợ giúp của các máy quạt.

c) Làm mát máy biến áp bằng tuần hoàn cưỡng bức dầu và không khí

d) Làm mát bằng sự lưu thông của dầu và nước.

e) Làm mát bằng không khí tự nhiên.

** Khả năng mang tải của máy biến áp:*

- *Quá tải sau sự cố* cho phép trong thời gian sự cố, máy biến áp còn lại có thể làm việc quá tải 40% liên tục không quá 6 h trong thời gian không quá 5 ngày, nếu hệ số điền kín đồ thị phụ tải không lớn hơn 0,75 ($k_{đk} \leq 0,75$).

- *Quá tải chu kỳ* và thời gian quá tải cho phép của máy biến áp phụ thuộc vào hệ số điền kín đồ thị phụ tải, hệ số mang tải trước đó, nhiệt độ của môi trường xung quanh, hằng số thời gian đốt nóng v.v.

Quy tắc quá tải 3: Tất cả các máy biến áp có hệ số điền kín đồ thị phụ tải nhỏ hơn 100% thì cứ mỗi 10% giảm của $k_{đk}$ sẽ cho phép quá tải 3% so với công suất định mức, nếu giá trị cực đại trung bình của nhiệt độ môi trường xung quanh không lớn hơn 35^{0}C.

Câu hỏi ôn tập chương 3

1. Đặc điểm kết cấu và nguyên lý làm việc của tuabin.
2. Các yếu tố ảnh hưởng đến tuabin hơi trong quá trình vận hành và các trường hợp ngừng tuabin khẩn cấp.
3. Hệ thống điều chỉnh tuabin.
4. Đặc điểm và kết cấu của máy phát.
5. Các chế độ làm việc của máy phát.
6. Đặc điểm kết cấu của máy biến áp.
7. Chế độ nhiệt và các phương thức làm mát máy biến áp.
8. Khả năng mang tải của máy biến áp.

Modul II

Chế độ hệ thống điện

Chương 4

CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC KINH TẾ CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN

4.1. Đại cương

Một trong những yêu cầu quan trọng nhất trong vận hành hệ thống điện (HTĐ) là đảm bảo tính kinh tế của việc sản xuất, truyền tải, phân phối và sử dụng điện năng. Để thực hiện yêu cầu đó cần đảm bảo cho HTĐ làm việc với chi phí thấp nhất, muốn vậy cần phải giảm đến mức tối thiểu chi phí nhiên liệu, tổn thất điện năng.

* Việc giảm chi phí nhiên liệu gồm:

- Sử dụng hiệu quả nguồn nước của các nhà máy thủy điện;
- Phối hợp hoạt động giữa các nhà máy điện một cách tốt nhất;

* Việc giảm tổn thất điện năng bao gồm:

- Thiết lập chế độ sử dụng điện hợp lý nhất;
- Lựa chọn cơ cấu thiết bị vận hành hợp lý;
- Phân bố công suất giữa các phần tử hệ thống điện.

Mỗi một nhà máy điện có một chế độ làm việc kinh tế ứng với một giới hạn phụ tải xác định, tuy nhiên để đảm bảo sự cân bằng với một lượng dự trữ công suất nhất định, đôi khi buộc phải giữ phụ tải thực tế khác so với mức giới hạn này. Cũng tương tự như để giữa mức điện áp xác định trong hệ thống và giảm tổn thất điện năng, đôi khi buộc phải để cho một số tổ máy làm việc thừa, điều đó mâu thuẫn với chế độ làm việc kinh tế của các nhà máy điện này. Việc kết hợp các nhà máy điện trong một hệ thống chung sẽ cho phép dung hoà được các mâu thuẫn và sẽ nâng cao tính kinh tế của toàn hệ thống. Ưu điểm của hệ thống điện hợp nhất là:

- Giảm tổng công suất cực đại;
- Giảm lượng công suất dự trữ;
- Cho phép sử dụng tối đa khả năng của các nhà máy điện với nhiên liệu rẻ;
- Nâng cao độ tin cậy cung cấp điện do có sự hỗ trợ lẫn nhau của các nhà máy điện;
- Giảm nhẹ điều kiện sửa chữa định kỳ, sử dụng hiệu quả các phương tiện sửa chữa.

Chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện được xây dựng trên cơ sở cân bằng năng lượng, đó là sự cân bằng giữa tổng năng lượng tiêu thụ và tổng năng lượng của tất cả các nguồn trong hệ thống năng lượng quốc gia. Nhiệm vụ cơ bản của việc xây dựng cân bằng năng lượng quốc gia là xác định tỷ lệ tối ưu và phương pháp sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng, mà chủ yếu ở đây là các nhà máy nhiệt điện và nhà máy thuỷ điện.

Chế độ làm việc của hệ thống điện phải đáp ứng được các yêu cầu cơ bản đã nêu ở chương 1. Chế độ này được xây dựng trước theo chu kỳ xác định (ngày, tháng, quý, năm) bởi ban phương thức của điều độ quốc gia. Do điện năng không thể dự trữ được nên đòi hỏi phải có sự tính toán để sử dụng tối ưu các nguồn năng lượng sơ cấp, kết hợp một cách tốt nhất chế độ làm việc của các nhà máy thuỷ điện và nhà máy nhiệt điện. Một trong những vấn đề quan trọng cần được xem xét là sự phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện. Do phụ tải luôn luôn thay đổi nên việc phân bố tối công suất giữa các nhà máy điện cũng không ngừng thay đổi, tức là phải luôn luôn điều chỉnh phụ tải của các nhà máy độc lập.

4.2. Đặc tính kinh tế của các tổ máy phát và nhà máy điện

Xuất phát điểm ở đây là hiệu quả kinh tế của máy phát sử dụng công nghệ khác nhau, thông số kỹ thuật có thể khác nhau, hiệu quả kinh tế này đo bằng chi phí nhiên liệu cho việc phát một giá trị công suất (MW). Trong phạm vi giới hạn về công suất mà máy phát ở mỗi thời điểm

có chi phí đơn vị khác nhau, do đó mỗi máy phát có một đường cong biểu diễn chi phí nhiên liệu theo công suất phát (hình 4.1).

Chi phí nhiên liệu ở đây quy ra tiền trong một giờ làm việc (đồng/h). Đặc tính chi phí sản xuất của nhà máy nhiệt điện có dạng đường cong parabol

$$Z = aP^2 + bP + c \qquad (4.1)$$

trong đó: các hệ số a, b, c là các hệ số hồi quy, xác định từ các số liệu thống kê, theo phương pháp bình phương cực tiểu.

Giả sử ta có tập số liệu về chi phí Z phụ thuộc vào công suất P

Z_i	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	...	Z_n
P_i	P_1	P_2	P_3	P_4	...	P_n

Căn cứ vào phương pháp bình phương cực tiểu ta thiết lập hệ phương trình:

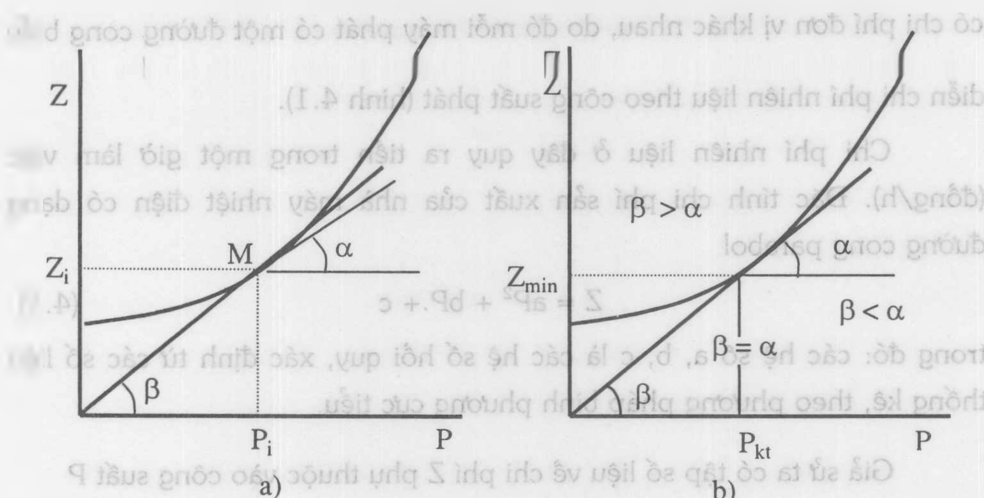
$$\left.\begin{aligned} a\sum P_i^4 + b\sum P_i^3 + c\sum P_i^2 &= \sum Z_i.P_i^2 \\ a\sum P_i^3 + b\sum P_i^2 + c\sum P_i &= \sum Z_i.P_i \\ a\sum P_i^2 + b\sum P_i + nc &= \sum Z_i \end{aligned}\right\} \qquad (4.2)$$

Giải hệ phương trình trên ta sẽ xác định được các giá trị của a, b và c.

Ví dụ: Đặc tính chi phí của một số máy phát có dạng như sau:

P_n, MW	Hàm chi phí, \$/h
100	$Z = 0,2P^2 + 15P + 200$
120	$Z = 0,1P^2 + 17P + 300$
300	$Z = 0,01P^2 + 5P + 250$

Suất chi phí trên một đơn vị công suất là ký hiệu là $\gamma = Z/P$. Trên đồ thị hình 4.1a đó chính là tang góc β, tức là $\gamma = \text{tg}\beta$.



Hình 4.1. a) Đường cong phụ thuộc giữa chi phí và công suất.
b) Đường cong biểu thị chế độ làm việc kinh tế của tổ máy điện.

Khi xem xét việc phân bố kinh tế phụ tải, điều được quan tâm nhất không phải là suất chi phí mà là là mức tăng chi phí của mỗi tổ máy khi tăng công suất của nó so với mức chi phí của tổ máy khác khi giảm công suất (vì phụ tải tổng của cả nhà máy là không đổi) do đó thay cho suất chi phí γ người ta thường quan tâm đến đại lượng suất tăng chi phí, đó là giá trị đạo hàm $\varepsilon = dZ/dP$. Suất tăng chi phí ε biểu thị độ dốc của đường cong chi phí. Trên hình 4.1a nếu ta kẽ một tiếp tuyến ứng với điểm $M(Z_i, P_i)$ thì ε chính là $tg\alpha$ (tang góc tạo thành giữa tiếp tuyến và đường thẳng song song với trục hoành). Rõ ràng khi $\varepsilon = \gamma$, tức là khi góc $\beta = \alpha$ thì chi phí sẽ đạt giá trị cực tiểu (hình 4.1b). Đó chính là chế độ kinh tế của tổ máy. Thông thường công suất kinh tế bằng khoảng 80% công suất định mức của tổ máy.

Đặc điểm của các nhà máy nhiệt điện là có thể phát đến công suất định mức trong mọi thời điểm cần thiết. Do đó công suất phát của nhà máy điện trong từng giờ vận hành không phụ thuộc lẫn nhau. Vì lý do đó, bài toán phân bố tối ưu giữa các nhà máy nhiệt điện chỉ cần giải cho từng giờ vận hành.

4.3. Phân bố tối ưu công suất tối ưu giữa các tổ máy phát

Một trong những nhiệm vụ quan trọng trong vận hành là phân bố tối ưu phụ tải giữa các khối, các tổ máy. Sự phân bố tối ưu công suất giữa các tổ máy phát không dựa trên suất chi phí nhiên liệu vì đại lượng này không đặc trưng cho sự thay đổi thực tế của phụ tải, mà cần phải đánh giá theo suất tăng chi phí nhiên liệu. Để đạt được hiệu quả kinh tế cao nhất trước hết cần phải cho các tổ máy có suất tăng chi phí thấp nhất mang tải nhiều. Chẳng hạn 2 nhà máy điện với các đặc tính chi phí như sau

	Nhà máy I		Nhà máy 2	
Phụ tải , MW	300	340	100	110
Chi phí nhiên liệu, Tấn/h	165	197,2	50	56

Nhà máy nào trong số chúng cần phải chất tải để có hiệu quả kinh tế nhất? Nào, ta thử xem suất tăng chi phí của các tổ máy là bao nhiêu? Muốn vậy trước hết ta cần xác định suất chi phí nhiên liệu của mỗi tổ máy ứng với các chế độ làm việc khác nhau:

$$\gamma_1 = \frac{B}{P} = \frac{165}{300} = 0{,}55 \text{ kg/kWh};$$

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng

	Tổ máy 1		Tổ máy 2	
P, MW	300	340	100	110
B, T/h	165,00	197,20	50,00	58,00
γ, kg/kWh	0,55	0,58	0,50	0,53
ε	0,001		0,003	

Suất tăng chi phí của các tổ máy

Tổ máy I $$\varepsilon_I = \frac{\gamma_2 - \gamma_1}{P_2 - P_1} = \frac{0{,}58 - 0{,}55}{340 - 300} = 0{,}001\,;$$

Tổ máy II $$\varepsilon_{II} = \frac{\gamma_2 - \gamma_1}{P_2 - P_1} = \frac{0{,}53 - 0{,}50}{110 - 100} = 0{,}003$$

Như vậy ta thấy $\varepsilon_1 < \varepsilon_2$, có nghĩa là cần phải chất tải cho tổ máy thứ nhất mặc dù suất chi phí của máy này lớn hơn suất chi phí của máy thứ hai. Rõ ràng ở đây nếu chỉ dựa vào suất chi phí để phân bố tối ưu phụ tải giữa các tổ máy sẽ có thể dẫn đến những sai lầm.

Mục tiêu của bài toán phân bố tối ưu phụ tải giữa các tổ máy phát là làm cực tiểu tổng chi phí. Sự tiêu hao năng lượng của mỗi tổ máy gồm thành phần cố định khi máy chạy không tải và thành phần thay đổi, phụ thuộc vào công suất, có thể biểu thị dưới dạng phương trình (4.1)

Giả sử có 2 tổ máy làm việc với phụ tải P_{pt} , ta có thể biểu thị hàm chi phí tổng dưới dạng:

$$Z_\Sigma = Z_1 + Z_2 \rightarrow \min$$

Hay $$Z_\Sigma = a_1 P_1^2 + b_1 P_1 + c_1 + a_2 P_2^2 + b_2 P_2 + c_2 \rightarrow \min$$

Điều kiện cân bằng công suất sẽ là tổng công suất phát bằng tổng phụ tải

$$P_1 + P_2 = \sum P_{pt}$$

Hay hàm ràng buộc là:

$$W = \sum P_{pt} - (P_1 + P_2) = 0; \qquad (4.3)$$

Áp dụng phương pháp Lagrange để giải bài toán, ta có hàm Lagrange

$$L = Z_\Sigma + \lambda W; \qquad (4.4)$$

λ - hệ số bất định Lagrange.

Lấy đạo hàm riêng của hàm Lagrange và cho triệt tiêu ta được hệ phương trình

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_1} &= \frac{\partial Z}{\partial P_1} + \lambda = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial P_1} &= \frac{\partial Z}{\partial P_1} + \lambda = 0 \end{aligned}\right\}$$

Hay $$\left.\begin{aligned} \varepsilon_1 + \lambda = 0 \\ \varepsilon_2 + \lambda = 0 \end{aligned}\right\} \qquad (4.5)$$

Giải hệ phương trình trên ta dễ dàng tìm được

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = -\lambda\ ;$$

Tương tự đối với n tổ máy điều kiện phân bố tối ưu công suất tác dụng giữa chúng là:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_1 = \ldots = \varepsilon_n \qquad (4.6)$$

Như vậy điều kiện phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy là suất tăng chi phí của chúng phải bằng nhau. Trường hợp nếu hai tổ máy có suất tăng khác nhau thì sao?

Giả sử có $\varepsilon_1 < \varepsilon_2$, nếu ta tăng phụ tải của tổ máy 1 hoặc giảm phụ tải của tổ máy 2 thì sẽ có lợi hơn, sự phân bố lại trong trường hợp này chỉ tiến hành tới lúc suất tăng của hai tổ máy trở lại bằng nhau. Nếu cứ tiếp tục phân bố lại thì sẽ không còn hiệu quả nữa.

Khi chọn chế độ kinh tế của nhà máy điện được xét về toàn bộ thì cần phải quan tâm đến đặc tính năng lượng của lò hơi, đối với nhà máy điện tuabin hơi kiểu khối thì ta phân bố phụ tải giữa các tổ máy theo điều kiện suất tăng chi phí ngang nhau.

Đối với nhà máy điện không khối thì cần phải giữ được sự bằng nhau của suất tăng chi phí của các thiết bị tuabin (ε = const) và tách riêng lò hơi. Đối với các nhà máy điện không khối với các loại nhiên liệu khác nhau thì điều kiện phân bố tối ưu là:

$$\varepsilon_1 g_1 = \varepsilon_2 g_2 = \ldots = \varepsilon_n g_n\ ; \qquad (4.7)$$

trong đó g_i: giá tiền một đơn vị nhiên liệu.

Như vậy nếu nhà máy điện dùng loại nhiên liệu rẻ thì các chế độ được chọn với trị số suất tăng chi phí cao hơn và các nhà máy đó sẽ được mang tải lớn hơn. Nguyên lý cân bằng suất tăng chi phí sản xuất như sau: Nếu có hai tổ máy làm việc song song với các suất tăng chi phí sản xuất không bằng nhau thì khi ta tăng công suất của tổ máy có suất tăng chi phí sản xuất ε nhỏ hơn lên 1 đơn vị, đồng thời giảm công suất của tổ máy có ε lớn hơn xuống 1 đơn vị thì rõ ràng là chi phí sản xuất điện năng chung sẽ

giảm đi. Và độ tăng thêm chi phí ở tổ máy có ε nhỏ hơn sẽ bé hơn độ giảm chi phí ở tổ máy có ε lớn hơn. Quá trình sẽ tiếp tục cho đến khi ε của hai tổ máy bằng nhau, đó là chế độ tối ưu.

Trên đây là những nguyên tắc cơ bản để phân phối tối ưu phụ tải giữa các tổ máy. Trong thực tế người ta có thể đưa thêm vào hoặc bớt đi một số tổ máy để thay đổi phụ tải của cả nhà máy. Khi phụ tải giảm mạnh ta có thể chuyển một vài tổ máy sang làm việc ở chế độ động cơ, khi phụ tải tăng ta lại chuyển trở lại chế độ máy phát. Ở đây ta cần phải xét đến năng lượng tiêu hao do phải duy trì chế độ động cơ vì một số lò hơi khi đó phải làm việc non tải.

4.4. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện

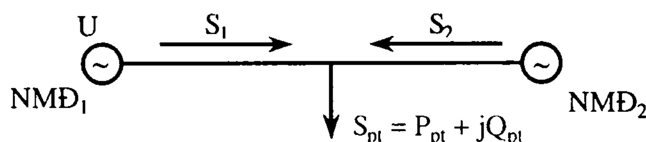
Giả sử hệ thống điện (HTĐ) với hai nhà máy điện 1 và 2 hình 4.2. Phụ tải tổng hợp P_{pt}, điện áp của mạng điện là U, cần phân bố phụ tải giữa các nhà máy điện sao cho tổng chi phí là thấp nhất, tức là

$$Z_\Sigma = \Sigma g_i B_i = g_1 B_1 + g_2 B_2 = Z_1 + Z_2 \Rightarrow \min \; ; \qquad (4.8)$$

trong đó:

g_i - giá thành nhiên liệu tại trạm phát điện thứ i;

B_i - chi phí nhiên liệu của trạm phát điện thứ i.



Hình 4.2. Sơ đồ hệ thống điện.

Để đơn giản, ta coi giá nhiên liệu ở các nhà máy là như nhau (g = const), lúc đó hàm mục tiêu chỉ đơn thuần là cực tiểu hóa lượng chi phí nhiên liệu.

Điều kiện ràng buộc là tổng công suất phát bằng tổng phụ tải cộng với tổng tổn thất trong mạng điện:

$$P_1 + P_2 = P_{pt} + \Sigma\Delta P$$

Hay $$W = P_{pt} + \Sigma\Delta P - (P_1 + P_2) = 0 \quad (4.9)$$

Tổng hao tổn công suất tác dụng trên đường dây được xác định theo biểu thức

$$\Delta P = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} R_1 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2} R_2$$

Bài toán có thể được giải gần đúng khi bỏ qua ảnh hưởng của tổn thất trong mạng điện (coi ΔP là hằng số), lúc đó quá trình giải sẽ đơn giản hơn nhiều, nhưng phải chấp nhận một sai số nhất định. Chúng ta xét bài toán trong hai trường hợp sau đây.

4.4.1. *Trong trường hợp không tính đến ảnh hưởng của tổn thất trong mạng*

Nếu như ta bỏ qua ảnh hưởng của tổn thất trong mạng điện (lưu ý là chỉ bỏ qua ảnh hưởng của ΔP chứ không phải là triệt tiêu nó), thì bài toán phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện được giải hoàn toàn giống như bài toán phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy phát mà ta vừa xét ở trên. Tức là để có chi phí nhỏ nhất thì suất tăng chi phí của tất cả các nhà máy điện phải bằng nhau.

$$\varepsilon = const$$

Trước hết ta xác định sự phân bố phụ tải giữa các nhà máy điện bằng cách giải hệ phương trình

$$\left.\begin{aligned} \varepsilon_1 &= \varepsilon_2 \\ P_1 + P_2 &= P_{pt} \end{aligned}\right\}$$

Sau khi đã tìm được P_1 và P_2 ta giả thiết sự phân bố công suất phản kháng tỷ lệ với sự phân bố công suất tác dụng và giải hệ phương trình

$$\left.\begin{aligned} \frac{Q_1}{Q_2} &= \frac{P_1}{P_2} \\ Q_1 + Q_2 &= Q_{pt} \end{aligned}\right\}$$

ta dễ dàng tìm được Q_1 và Q_2.

Xác định hao tổn công suất trong mạng theo các biểu thức

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} R_1 \text{ và } \Delta P_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} R_2$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} X_1 \text{ và } \Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} X_2$$

Xác định công suất phát thực tế của các máy phát

$$P_I = P_1 + \Delta P_1\ ; \qquad Q_I = Q_1 + \Delta Q_1$$

$$P_{II} = P_2 + \Delta P_2 \qquad Q_{II} = Q_2 + \Delta Q_2$$

Thay các giá trị công suất tác dụng tìm được vào biểu thức chi phí

$$Z = aP^2 + bP + c$$

để xác định chi phí sản xuất điện năng của các nhà máy điện và từ đó xác định tổng chi phí Z_Σ.

4.4.2. Trường hợp có xét đến ảnh hưởng của tổn thất

Nếu xét đến ảnh hưởng của tổn thất trong mạng điện, tức là coi ΔP cũng là hàm số của công suất P, lúc đó ta có hàm mục tiêu

$Z_\Sigma = Z_1 + Z_2 \rightarrow \min$

$$Z_\Sigma = a_1 P_1^2 + b_1 P_1 + c_1 + a_2 P_2^2 + b_2 P_2 + c_2 \rightarrow \min$$

và hàm ràng buộc lúc này có dạng

Hay $\quad W = (P_{pt} + \Delta P) - (P_1 + P_2) = 0;$

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} R_i$$

Với cách giải tương tự như trường hợp trên ta có

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_1} &= \frac{\partial Z}{\partial P_1} - \lambda\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}\right) = 0 \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} &= \frac{\partial Z}{\partial P_2} - \lambda\left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_2}\right) = 0 \end{aligned}\right\}$$

hay

$$\left.\begin{aligned} \varepsilon_1 - \lambda(1 - \sigma_{P1}) = 0 \\ \varepsilon_2 - \lambda(1 - \sigma_{P2}) = 0 \end{aligned}\right\} \qquad (4.10)$$

trong đó

$$\sigma_P = \frac{\partial \Delta P}{\partial P}$$ - suất tăng tổn thất tác dụng theo công suất.

Giải hệ phương trình trên ta được

$$\frac{\varepsilon_1}{1-\sigma_{p1}} = \frac{\varepsilon_2}{1-\sigma_{p2}}$$

Một cách tổng quát

$$\frac{\varepsilon_i}{1-\sigma_{pi}} = \text{const} \qquad (4.11)$$

Đây chính là điều kiện phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện.

Nếu tính đến sự khác nhau của giá thành nhiên liệu thì điều kiện này là:

$$\frac{g_i\varepsilon_i}{1-\sigma_{P_i}} = \text{const} \qquad (4.12)$$

Trường hợp đơn giản nhất nếu coi điện áp trong mạng là không đổi thì σ có phụ thuộc tuyến tính với P, tức là:

$$\sigma = kP \text{ với } k = \frac{2R}{U^2}$$

do đó
$$\sigma = \frac{2R}{U^2}P \qquad (4.13)$$

Hao tổn tương đối

$$\Delta P_* = \frac{\Delta P}{P} = \frac{PR}{U^2} = \sigma/2 \text{ suy ra } \sigma = 2\Delta P^*$$

Có nghĩa là suất tăng tổn thất trên đoạn dây không có nhánh rẽ bằng hai lần hao tổn công suất tương đối trên đoạn dây ấy.

4.5. Thành phần tối ưu của các tổ máy phát

Nếu chúng ta đã đạt được đặc tính phân bố công suất tối ưu phụ tải giữa các tổ máy và thoả mãn điều kiện cân bằng công suất trong mạng điện
$$\Sigma P_F = \Sigma P_{pt} + \Delta P \qquad (4.19)$$

Tức là tổng công suất của các máy phát đáp ứng đầy đủ cho phụ tải và hao tổn. Đối với một công suất tổng của phụ tải ta có thể tìm được

tổ hợp tối ưu các máy phát vận hành.

Trong hệ thống năng lượng hiện đại, số tổ hợp các máy phát là rất lớn vì vậy việc lựa chọn tổ hợp tối ưu không phải là chuyện đơn giản. Trước hết ta giả thiết là công suất của nhà máy điện biến đổi liên tục không xét đến công suất dự trữ thì điều kiện cực tiểu chi phí sẽ là:

$$\frac{\varepsilon_1+\delta_1}{1-\sigma_{p1}} = \frac{\varepsilon_2+\delta_2}{1-\sigma_{p2}} = \ldots \frac{\varepsilon_n+\delta_n}{1-\sigma_{pn}} \qquad \text{(a)}$$

$$\delta_1 = \delta_2 = \ldots = \delta_n \qquad \text{(b)}$$

$$\sum_{k=1}^{n} P_k = \Sigma P_{pt} + \Delta P_{\Sigma}; \qquad \text{(c)} \qquad (4.20)$$

trong đó: $\delta_K = \dfrac{\partial Z}{\partial P_{nk}}$: suất tăng chi phí trên 1 đơn vị công suất định mức tăng thêm khi cho trước phụ tải P_k.

- Điều kiện thứ nhất (a) có nội dung như sau:

Khi tăng công suất của một tổ máy nào đó sẽ làm tăng công suất định mức của nó, vì vậy suất tăng chi phí không phải là ε mà là ε + δ.

- Với điều kiện thứ hai (b) có thể hiểu là trong chế độ tối ưu các đại lượng δ phải bằng nhau.

Trong thực tế công suất định mức của các tổ máy không thể thay đổi liên tục được, tuy nhiên với những phân tích trên cho phép ta rút ra phương pháp tính gần đúng để giải bài toán thực tế.

Khi mở thêm một tổ máy nào đó thì sẽ phải tốn thêm một chi phí không tải, nhưng đồng thời lại giảm phụ tải của các tổ máy khác và do đó suất chi phí của các tổ máy này sẽ giảm xuống. Như vậy tuỳ thuộc vào sự tương quan giữa các chi phí mới và cũ mà tổng chi phí có thể tăng hoặc giảm. Nếu chi phí tăng tức là ΔZ > 0, nếu chi phí giảm ΔZ < 0. Lấy giá trị này ứng với một đơn vị công suất định mức thay đổi ΔP_F để xét $\delta = \dfrac{\Delta Z}{\Delta P_n}$.

Nếu δ > 0 thì chi phí sẽ tăng khi mở một tổ máy đó và kinh tế hơn

nếu dừng. Điều đó cho phép ta xác định được thành phần tối ưu của các tổ máy.

Giả thiết rằng nếu các tổ máy làm việc được phân bố phụ tải tối ưu theo các nguyên tắc đã xét, và ta có thể xác định được tổng chi phí Z.

Bây giờ ta tìm giá trị δ_d của tất cả các tổ máy đang dừng rồi lấy trị số tuyệt đối lớn nhất với dấu âm - $\delta_{d\ min}$. Cũng tương tự như vậy ta tìm ra giá trị $\delta_{vh\ max}$ là số có giá trị tuyệt đối lớn nhất và dấu dương trong số các tổ máy đang vận hành, với điều kiện dừng từng tổ máy một.

Giả thiết rằng việc dừng tối ưu một tổ máy (có $\delta_{vh\ max}$) không đưa đến giá trị chấp nhận được. Khi đó ta chọn trong $\delta_{d\ min}$ và $\delta_{vh\ max}$ lấy một hệ số có trị tuyệt đối lớn nhất và tuỳ theo kết quả đó ta tiến hành mở hoặc dừng tổ máy tương ứng theo điều kiện kinh tế. Cứ làm như vậy cho đến khi tất cả các tổ máy vận hành đều có $\delta_d > 0$ và tất cả máy dừng có $\delta_{vh} < 0$. Tiếp theo ta kiểm tra dấu cuả hiệu số các δ cho động tác phối hợp mở và dừng máy, lúc này tổ máy có $\delta_{d\ min}$ (nhỏ nhất) được coi là tổ máy có thể mở, còn các tổ máy có $\delta_{vh\ max}$ được coi là tổ máy có thể bị dừng.

Nếu hiệu $$\delta_{d\ min} . P_{nd} - \delta_{vh\ max} . P_{nvh} < 0 \quad (4.21)$$

Thì động tác dừng - mở sẽ không có lợi.

Như vậy có thể kết luận: điều kiện tối ưu của chế độ thấp nhận được sẽ là:

$$\delta_{d\ min} > 0 \quad \text{và} \quad \delta_{vh\ max} < 0$$

và $$\delta_{d\ min} . P_{nd} - \delta_{vh\ max} . P_{nvh} \geq 0 \quad (4.22)$$

trong đó P_{nd}, P_{nvh}: công suất định mức của tổ máy dừng và tổ máy vận hành.

4.6. Xác định cơ cấu tối ưu của trạm biến áp

Trong trạm biến áp có nhiều máy làm việc song song cần xác định điều kiện giới hạn để thêm hoặc bớt một số máy. Việc lựa chọn số lượng máy làm việc song song được tính toán dựa trên cơ sở cực tiểu hoá chi phí tổn thất điện năng trong mạng điện. Tổn thất điện năng trong mạng điện phụ thuộc rất nhiều vào sự tiêu thụ công suất phản kháng Q của máy biến áp.

Lượng công suất Q này thường có giá trị gấp 3 ÷ 4 lần công suất tác dụng. Giả sử ở chế độ a tổng công suất định mức của trạm là ΣS_a và ở chế độ b là ΣS_b. Như đã biết hao tổn công suất trong máy biến áp gồm hai thành phần: cố định và thay đổi.

Tổng hao tổn công suất ở các chế độ tương ứng là:

$$\Delta P_a = \Sigma\Delta P_{ca} + \Sigma\Delta P_{va}\left(\frac{S}{\sum S_a}\right)^2 \quad (4.23)$$

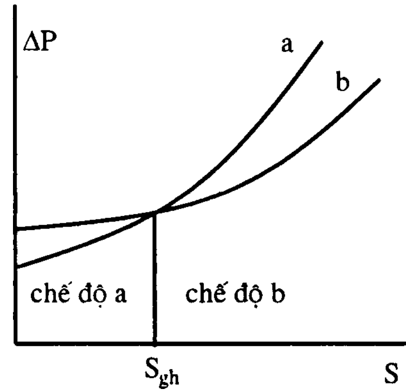
$$\Delta P_b = \Sigma\Delta P_{cb} + \Sigma\Delta P_{vb}\left(\frac{S}{\sum S_b}\right)^2;$$

trong đó

$\Sigma\Delta P_{ca}$ - tổng hao tổn cố định;

$\Sigma\Delta P_{va}$ - tổng hao tổn thay đổi.

Đặt $\Delta P_a = \Delta P_b$ và giải phương trình ứng với công suất S ta tìm được giá trị công suất giới hạn là



Hình 4.3. Biểu đồ xác định khoảng giới hạn của chế độ làm việc của trạm biến áp.

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum\Delta P_{cb} - \sum\Delta P_{ca}}{\frac{\sum\Delta P_{va}}{(\sum S_a)^2} - \frac{\sum\Delta P_{vb}}{(\sum S_b)^2}}}; \quad (4.24)$$

Khi phụ tải nhỏ hơn công suất giới hạn S_{gh} thì nên vận hành trạm biến áp theo chế độ a, trong trường hợp ngược lại thì vận hành ở chế độ b.

Trường hợp tỷ số $k = \frac{\Delta P_v}{\Delta P_c}$ = const, tức là khi các máy biến áp giống nhau thì

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum S_a \sum S_b}{k}} \quad (4.25)$$

Công suất giới hạn từ n máy sang n +1 máy được xác định theo biểu thức

$$S_{gh} = \sum S_n \sqrt{\frac{n(n+1)}{k}} \quad (4.26)$$

trong đó: S_n - công suất định mức của một máy biến áp.

4.7. Các biện pháp cải thiện chế độ làm việc kinh tế của HTĐ

4.7.1. San bằng đồ thị phụ tải

Trong vận hành mạng điện việc sắp xếp thời gian làm việc của các phụ tải một cách hợp lý sao cho đồ thị phụ tải được san bằng sẽ tránh được hiện tượng suy giảm chất lượng điện và nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống điện. Một trong những giải pháp thông dụng là lắp đặt công tơ nhiều biểu giá. Điện năng tiêu thụ ở thời điểm phụ tải cực đại sẽ được tính với giá cao, còn ở thời điểm phụ tải cực tiểu - với giá thấp. Điều đó sẽ khuyến khích các hộ dùng điện sắp xếp các quy trình sản xuất và sử dụng điện hợp lý hơn.

4.7.2. Cân bằng tải giữa các pha

Trong quá trình vận hành do phụ tải không ngừng phát triển nên không thể tránh khỏi sự mất đối xứng giữa các pha, vì vậy cần phải có biện pháp đối xứng hoá định kỳ. Biện pháp này có tác dụng làm giảm tổn thất điện năng do dòng điện trên dây trung tính giảm xuống.

4.7.4. Loại trừ sự cố điện trên đường dây

Trên đường dây truyền tải các yếu tố dẫn đến tổn thất điện năng do rò điện là:

+ Hành lang bảo vệ đường dây;

+ Chất lượng xà, sứ, cột.

- Đối với hành lang bảo vệ đường dây cần có biện pháp tổ chức phát quang định kỳ những cây cối, ngoại vật vi phạm hành lang bảo vệ. Đặc biệt phải kiểm tra, phát hiện xử lý kịp thời mọi trường hợp vi phạm trước và sau mùa mưa bão trong những đợt gió mạnh.
- Đối với xà, sứ ngoài việc thay thế định kỳ theo thời gian mà nhà chế tạo quy định cần tu bổ kịp thời những sứ bị hỏng trước thời hạn do chất lượng kém hay ngoại lực tác động.

4.7.4. Các biện pháp nâng cao hệ số cosφ

Khi các thiết bị làm việc non tải sẽ dẫn đến hệ số công suất thấp,

làm tăng tổn thất trong mạng điện. Kinh nghiệm thực tế cho thấy khi hệ số mang tải nhỏ $k_{mt} < 0,45$ thì việc thay thế bao giờ cũng có lợi, còn khi $0,45 < k_{mt} < 0,7$ thì việc thay thế phải so sánh kinh tế kỹ thuật mới xác định được hiệu quả kinh tế khi thay.

Do công suất tiêu thụ Q tỷ lệ với bình phương của U, nên nếu điện áp U giảm thì Q sẽ giảm đi rõ rệt. Vì vậy có thể nâng cao hệ số cosφ bằng cách:

+ Giảm điện áp ở những động cơ làm việc non tải, thường ta đổi tổ nối dây của động cơ từ tam giác ra đấu sao.

+ Hạn chế động cơ chạy không tải.

+ Dùng động cơ đồng bộ thay thế động cơ không đồng bộ (KĐB);

+ Thay thế động cơ KĐB làm việc non tải bằng động cơ có công suất nhỏ hơn.

+ Lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng.

4.7.5. Chương trình "Quản lý nhu cầu"- DSM (Demand Side Management)

DSM là tập hợp các giải pháp kỹ thuật- công nghệ, kinh tế – xã hội nhằm sử dụng điện năng một cách hiệu quả và tiết kiệm. Chương trình DSM một mặt giúp cho khách hàng sử dụng năng lượng hợp lý, hiệu quả, mặt khác giúp cho việc cải thiện đồ thị phụ tải của hệ thống qua việc phân bố thời gian sử dụng điện hợp lý của các hộ dùng điện. DSM được xây dựng trên cơ sở hai chiến lược sau:

a, Nâng cao hiệu suất sử dụng của các thiết bị :

- Sử dụng các thiết bị có hiệu suất cao;

- Giảm sự chi phí điện năng một cách vô ích ở những nơi không cần thiết;

b, Điều khiển nhu cầu dùng điện cho phù hợp với khả năng cung cấp một cách hợp lý:

- Điều khiển trực tiếp dòng điện: san bằng đồ thị phụ tải (cắt đỉnh, lấp thấp điểm, chuyển dịch phụ tải;

- Dự trữ năng lượng: kho nhiệt, kho lạnh v.v.;
- Giá điện theo thời điểm, giá khuyến khích đặc biệt v.v.

4.8. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 4.1:

Các số liệu thống kê về chi phí của một nhà máy điện cho trong bảng sau. Hãy xác định hàm chi phí của nhà máy, biết hàm có dạng parabol:

$$Z = aP^2 + bP + c$$

P, mW	20	30	40	60	80	100
$Z.10^3$đ/h	8530	12760	17020	26600	40920	55200

Giải: Các hệ số a, b và c được xác định từ hệ phương trình (4.2).

Để tiện tính toán ta thiết lập bảng số liệu

P_i	Z_i	P_i^2	$P_i^4.10^3$	$P_i^4.10^3$	$P_iZ_i.10^3$	$P_i^2Z_i.10^3$
20	8530	400	8	160	170,6	3412
30	12760	900	27	810	382,8	11484
40	17020	1600	64	2560	680,8	27232
60	26600	3600	216	12960	1596	95760
80	40920	6400	512	40960	3273,6	261888
100	55200	10000	1000	100000	5520	552000
Σ 330	161030	22900	1827	157450	11623,8	951776

Theo số liệu của bảng trên ta thiết lập hệ phương trình (để phương trình không bị cồng kềnh, ta chia cả hai vế cho 10^3)

$$\left.\begin{aligned} 157450.a + 1827.b + 22{,}9.c = 951776 \\ 1827.a + 22{,}9.b + 0{,}34.c = 11623{,}8 \\ 22{,}9.a + 0{,}34.b + 0{,}006.c = 116{,}03 \end{aligned}\right\}$$

Các hệ số a,b,c có thể xác định theo định lý Gramer

$$a = \frac{\Delta_a}{\Delta},\ b = \frac{\Delta_b}{\Delta},\ c = \frac{\Delta_c}{\Delta}$$

trong đó Δ, Δ_a, Δ_b, Δ_c là các ma trận vuông cấp 3. Kết quả tính toán được biểu thị trong bảng sau :

Δ_a	Δ_b	Δ_c	Δ
187432	14913816	183101520	64040

Giá trị của các hệ số

$$a = 2,93;\ b = 232,88;\ c = 2859,17.$$

Vậy hàm chi phí của nhà máy điện có dạng

$$Z = (2,93\,P^2 + 232,88.P + 2859,17).10^3 \text{ đ/h}.$$

Ví dụ 4.2: Xác định hàm chi phí của tổ máy phát, biết số liệu sau

P, MW	100	90	80	70	60	50	37
$Z.10^3$ đ/h	12437,2	11037,2	9823,28	8823,22	7756,2	6626,2	5112,40

Hàm chi phí dạng parabol

$Z = aP^2 + bP + c$

Thành lập hệ phương trình tuyến tính

Các hệ số a, b, c có thể xác định theo định lý Gramer

$$a = \frac{\Delta_a}{\Delta} \quad , b = \frac{\Delta_b}{\Delta} \quad , c = \frac{\Delta_c}{\Delta}$$

trong đó Δ, Δ_a, Δ_b, Δ_c là các ma trận vuông cấp 3.

Với cách giải tương tự như bài trên ta thành lập hệ phương trình:

$$251664161.a + 2975653.b + 36869.\,c = 371362786$$
$$2975653.\,a + 36869.\,b + 487.\,c = 4626396,6$$
$$36869.\,a + 487.\,b + 7.\,c = 61615,7$$

Kết quả tính toán thể hiện trong bảng sau

	a	b	c	
Δ	3027,89	2056901,15	32404193,88	21750,55
nghiệm	0,14	94,57	1489,81	

Vậy hàm chi phí của nhà máy điện có dạng

$$Z = (0,14\ P^2 + 94,57.P + 1489,81).10^3\ đ/h.$$

Ví dụ 4.3: Nhà máy điện có hai tổ máy với các đặc tính

$$Z_1 = (2,2P_1^2 + 312\ P_1 + 4050)\ 10^3\ đ/h$$
$$Z_2 = (1,7P_2^2 + 350\ P_2 + 5150).10^3$$

Phụ tải P_{pt} = 270 MW. Hãy phân bố công suất giữa các tổ máy sao cho có hiệu quả nhất.

Giải: Trước hết ta xác định suất gia tăng chi phí của các tổ máy

$$\varepsilon_1 = \frac{\partial Z_1}{\partial P_1} = 2.2,2.P_1 + 312;$$

$$\varepsilon_2 = \frac{\partial Z_2}{\partial P_2} = 2.1,7P_2 + 350;$$

Đặt $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$ cùng với điều kiện cân bằng công suất phụ tải ta được hệ phương trình

$$\left.\begin{array}{l} 4,4.P_1 + 312 = 3,4.P_2 + 350 \\ P_1 + P_2 = 270 \end{array}\right\}$$

Giải hệ phương trình trên ta tìm được:

$$P_1 = 122,564 \text{ và } P_2 = 147,436\text{MW}.$$

Thử lại $\qquad 122,564 + 147,436 = 270$ MW

Giải theo phương pháp Lagrange

Trong bài toán này tiện nhất là áp dụng phương pháp Lagrange.

Hàm mục tiêu $Z_\Sigma = Z_1 + Z_2 = \min$

Hàm ràng buộc $W = P_{pz} - (P_1+P_2) = 200 - (P_1+P_2) = 0$

Hàm Lagrange $L = Z_\Sigma + \lambda W$;

Lấy đạo hàm của L, cho triệt tiêu và giải hệ phương trình tìm được

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = 4,4P_1 + 312 - \lambda = 0 \qquad P_1 = \frac{\lambda - 312}{4,4} = 0,227\lambda - 70,9$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = 3,4P_2 + 350 - \lambda = 0 \qquad P_2 = \frac{\lambda - 350}{3,4} = 0,294\lambda - 102,94$$

Cộng hai phương trình lại ta được

$$P_2 + P_2 = 270 = 0,52.\lambda - 173,85$$

Từ đó → $0,52.\lambda = 443,85 \rightarrow \lambda = 851,28$

Biết được giá trị λ ta dễ dàng xác định công suất của các tổ máy:

$$P_1 = 0,227.851,28 - 70,9 = 122,564 \text{ MW}$$

$$P_2 = 0,294.851,28 - 102,94 = 147,436 \text{ MW}$$

Thay các giá trị P_i tìm các giá trị Z_i:

$$Z_1 = (2,2.122,564^2 + 312.122,564 + 4050)10^3 = 75,38.10^6, \text{ đ/h}$$

$$Z_2 = (1,7.147,436^2 + 350.147,436 + 5150)10^3 = 93,71.10^6, \text{ đ/h}$$

Nhận xét: cả hai phương pháp đều cho kết quả giống nhau, khối lượng tính toán tương đương nhau, tuy nhiên phương pháp Lagrange sẽ rất có hiệu quả khi số phương trình lớn.

Ví dụ 4.4: Hãy phân bố công suất tối ưu cho các tổ máy của nhà máy nhiệt điện gồm bốn tổ máy với các hàm chi phí sản xuất tương ứng là

$$Z_1 = 0,27 P_1^2 + 83,2P_1 + 2473,5.\ 10^3 \text{ đ}$$

$$Z_2 = 0,31 P_2^2 + 74,5P_2 + 2366,7.\ 10^3 \text{ đ}$$

$$Z_3 = 0,18 P_3^2 + 97,4P_3 + 2105,7.\ 10^3 \text{ đ}$$

$$Z_4 = 0,22 P_4^2 + 87,5P_4 + 2307,5.\ 10^3 \text{ đ}$$

Biết phụ tải yêu cầu của hệ thống điện quốc gia là 430 MW, tức là

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 430$$

Giải: Điều kiện phân bố tối ưu là $\varepsilon = \text{const}$.

Trong bài toán này tiện nhất là áp dụng phương pháp Lagrange.

Hàm mục tiêu $Z_\Sigma = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 = \min$

Hàm ràng buộc $W = 430 - (P_1 + P_2 + P_3 + P_4)$

Hàm Lagrange $L = Z_\Sigma + \lambda W$;

Lấy đạo hàm của L, cho triệt tiêu và giải hệ phương trình tìm được:

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = 0{,}54P_1 + 83{,}2 - \lambda = 0 \qquad P_1 = \frac{\lambda - 83{,}2}{0{,}54} = 1{,}85\lambda - 154{,}07$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = 0{,}62P_2 + 74{,}5 - \lambda = 0 \qquad P_2 = \frac{\lambda - 74{,}5}{0{,}62} = 1{,}613\lambda - 120{,}161$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_3} = 0{,}36P_3 + 97{,}4 - \lambda = 0 \qquad P_3 = \frac{\lambda - 97.4}{0{,}36} = 2{,}778\lambda - 270{,}556$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_4} = 0{,}44P_4 + 87{,}5 - \lambda = 0 \qquad P_4 = \frac{\lambda - 87{,}5}{0{,}44} = 2{,}272\lambda - 198{,}86$$

Cộng bốn phương trình lại ta được

$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 430 = 8{,}51.\lambda - 743{,}655$

Từ đó → $8{,}51.\lambda = 1173{,}665$ → $\lambda = 137{,}83$

Biết được giá trị λ ta dễ dàng xác định công suất của các tổ máy:

$P_1 = 1{,}85.137{,}83 - 154{,}07 = 101{,}166$ MW

Tính toán tương tự cho các tổ máy khác, kết quả ghi trong bảng vd. 4.4.

Thay các giá trị P_i tìm các giá trị T_i:

$Z_1 = (0{,}27.101{,}166^2 + 83{,}2.101{,}166 + 2473{,}5)10^3 = 13{,}654.\ 10^6$, đ/h

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng vd. 4.4

Bảng vd. 4.4. Kết quả tính toán phân bố công suất tối ưu:

Tổ máy	1	2	3	4	Tổng
P, MW	101,166	102,144	112,304	114,385	430
Z, 10^6đ/h	13,654	13,211	15,314	15,195	57,374

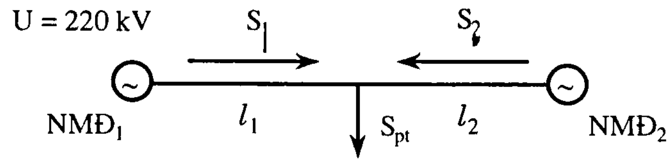
Ví dụ 4.5: Nhà máy điện 1 và 2 có các đặc tính chi phí tương ứng là

$Z_1 = 0{,}7.10^{-3}P_1^2 + 0{,}42\ P_1 + 473$ (TOE/h) (tấn than tiêu chuẩn/h);

$Z_2 = 10^{-3}P_2^2 + 0{,}33\ P_2 + 591$

Các nhà máy được hòa vào mạng điện 220 kV với phụ tải

$S_{pt} = 450$ MVA , hệ số $\cos\varphi = 0{,}8$; chiều dài từ điểm tải đến nhà máy 1 là $l_1 = 132$ km và đến nhà máy 2 là $l_2 = 87$ km. dây dẫn là loại ACY-240 có điện suất điện trở $r_o = 0{,}12\ \Omega$/km và $x_0 = 0{,}424\ \Omega$/km (hình 4.7). (giá trị r_o và x_o có thể tra trong bảng 6pl – phụ lục).



Hình 4.4. Sơ đồ hệ thống điện ví dụ 4.5.

Hãy phân bố công suất tối ưu của nhà máy và xác định tổng chi phí sản xuất điện năng của hệ thống trong hai trường hợp:

A, không tính đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện;

B, Có tính đến hao tổn.

Cho nhận xét và so sánh kết quả tính toán.

Giải:

Trước hết ta xác định giá trị công suất tác dụng và phản kháng

$$P = S.\cos\varphi = 450.0,8 = 360 \text{ MW};$$

$$Q = S.\sin\varphi = 450.0,6 = 270 \text{ MVAr};$$

xác định giá trị điện trở trên các đường dây

$R_1 = r_0.l_1 = 0,12.132 = 15,84\ \Omega$ $\quad X_1 = x_0.l_1 = 0,424.132 = 55,97\ \Omega$

$R_2 = r_0.l_2 = 0,12.87 = 10,44\ \Omega$ $\quad X_2 = x_0.l_2 = 0,424.87 = 36,89\ \Omega$

a, Khi không xét đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện

Điều kiện phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện là

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2;$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\partial Z_1}{\partial P_1} = 2.0,7.10^{-3}P_1 + 0,42;$$

$$\varepsilon_2 = \frac{\partial Z_2}{\partial P_2} = 2.10^{-3}P_2 + 0,33;$$

Giải hệ phương trình

$$\left.\begin{array}{l} 2.0,7.10^{-3}P_1 + 0,42 = 2.10^{-3}P_2 + 0,33 \\ P_1 + P_2 = 360 \end{array}\right\}$$

Ta tìm được P_1 = 185,3 MW và P_2 = 174,7 MW.

Giả thiết sự phân bố công suất phản kháng tỷ lệ với phụ tải tác dụng ta dễ dàng tìm được

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{P_1}{P_2} = \frac{185,3}{174,7} = 1,06 \rightarrow Q_1 = 1,06\ Q_2,\ \text{mà}\ Q_1 + Q_2 = 270$$

nên dễ dàng tìm được Q_1 = 138,97 và Q_2 = 131,03 MVAr;

Xác định hao tổn công suất trong mạng

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} R_1 = \frac{185,3^2 + 138,97^2}{220^2} 15,84 = 17,56\ \text{MW};$$

$$\Delta P_2 = \frac{174,7^2 + 131,03^2}{220^2}\ 10,44 = 10,287\ \text{MW};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} X_1 = \frac{185,3^2 + 138,97^2}{220^2} .\ 55,97 = 62\ \text{MVAr};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{174,7^2 + 131,03^2}{220^2} .\ 36,89 = 36,35\ \text{MVAr}$$

Công suất phát thực tế của các máy phát

$P_I = P_1 + \Delta P_1$ = 185,3 + 17,56 = 202,85 MW;

$P_{II} = P_2 + \Delta P_2$ = 174,7 + 10,287 = 185 MW.

Tổng công suất phản kháng phát ra của các nhà máy điện

$Q_I = Q_1 + \Delta Q_1$ = 138,97 + 62= 201 MVAr;

$Q_{II} = Q_2 + \Delta Q_2$ = 131,03 + 36,35 = 167,38 MVAr;

Chi phí sản xuất điện năng của các nhà máy điện:

$Z_1 = 0,7.10^{-4}.\ 202,85^2 + 0,42.\ 202,85 + 473$ = 587 TOE/h;

$Z_2 = 10^{-4}.\ 185^2 + 0,34.\ 185 + 591$ = 686,27 TOE/h;

Tổng chi phí

$Z_1 + Z_2$ = 587+ 686,27 = 1273,27 TOE/h.

b, Trường hợp có xét đến ảnh hưởng của hao tổn trên đường dây

Theo điều kiện phân bố tối ưu công suất trong trường hợp này

$$\frac{\varepsilon_1}{1-\sigma_{p1}} = \frac{\varepsilon_2}{1-\sigma_{p2}}$$

$$\sigma_{p1} = \frac{\partial \Delta P_1}{\partial P_1} = \frac{2P_1R_1}{U^2} \; ; \; \sigma_{p2} = \frac{\partial \Delta P_2}{\partial P_2} = \frac{2P_2R_2}{U^2} \; ;$$

Thay số vào ta có hệ phương trình:

Bước 1:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{2.0,7.10^{-3}P_1 + 0,42}{1-\dfrac{2.P_1.15,84}{220^2}} = \frac{2.10^{-3}P_2 + 0,33}{1-\dfrac{2.P_2.10,44}{220^2}} \\ &P_1 + P_2 = 360 \end{aligned}\right\}$$

(vì chưa biết giá trị của ΔP nên ta giải thăm dò bước 1)

Sau khi biến đổi hệ phương trình trên ta sẽ được một phương trình bậc hai giải ra ta tìm được

$P_1 = 183,5$ và $P_2 = 176,5$ MW;

Tương tự như cách giải ở phần trên ta có ;

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{P_1}{P_2} = \frac{183,5}{176,5} = 1,04 \rightarrow Q_1 = 1,04\, Q_2, \text{ mà } Q_1 + Q_2 = 270$$

nên dễ dàng tìm được $Q_1 = 137,62$ và $Q_2 = 132,38$ MVAr;

Xác định hao tổn công suất tác dụng và phản kháng

$$\Delta P_1 = \frac{183,5^2 + 137,2^2}{220^2}15,84 = 17,22 \text{ MW}$$

$$\Delta P_2 = \frac{176,5^2 + 132,8^2}{220^2}10,44 = 10,5 \text{ MW;}$$

$$\Delta P = 17,22 + 10,5 = 27,72 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{183,5^2 + 137,2^2}{220^2}55,97 = 60,84 \text{ MVAr}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{176{,}5^2 + 132{,}8^2}{220^2} 36{,}89 = 37{,}1 \text{ MVAr}$$

Bước 2: Giải lại phương trình có xét đến tổn thất trên mạng

$$\left.\begin{aligned} \frac{2.0{,}7.10^{-3}P_1 + 0{,}42}{1 - \dfrac{2.P_1.15{,}84}{220^2}} &= \frac{2.10^{-3}P_2 + 0{,}33}{1 - \dfrac{2.P_2.10{,}44}{220^2}} \\ P_1 + P_2 = P_{pt} + \Delta P &= 360 + 27{,}72 \end{aligned}\right\}$$

ta tìm được $P_1 = 201{,}6$ và $P_2 = 186{,}12$ MW

và $Q_1 = 199{,}27$ và $Q_2 = 183{,}97$ MVAr

Tính toán tương tự, kết quả ghi trong bảng sau

Bảng 4.4. Kết quả tính toán ví dụ 4.5.

P.pháp tính	Phụ tải, MW		Tổn thất, MW		Công suất phát		Chi phí, TOE/h		
	P_1	P_2	ΔP_1	ΔP_2	P_I	P_{II}	Z_1	Z_2	Z_Σ
a	185,3	174,7	17,56	10,29	202,85	185	587	686,27	1273,27
b	196,26	191,46	24,92	15,63	221,18	207,1	600	702,23	1302,23

Sai số giữa hai phương pháp

$$\Delta Z = \frac{1302{,}23 - 1273{,}27}{1302{,}23} 100 = 2{,}23\ \%$$

Nhận xét: Có thể nói phương pháp thứ hai có khối lượng tính toán gấp nhiều lần so với phương pháp thứ nhất, trong khi đó sai số giữa hai phương pháp không đáng kể, vì vậy trong thực tế có thể áp dụng phương pháp 1 là phương pháp gần đúng, không cần xét đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện.

Ví dụ 4.6: Trạm biến áp 110/10,5 kV có 2 máy: một máy TPДH 10000/110 và một máy TPДH 16000/110. Hãy xác định phạm vi làm việc kinh tế của trạm.

Giải: Theo bảng phụ lục ta xác định được các tham số của máy biến áp

Máy biến áp	ΔP_0, kW	ΔP_k, kW
ТРДН 10000/110	14	60
ТРДН 16000/110	21	85

Sẽ có thể có 3 chế độ làm việc của trạm biến áp:

a, chỉ một máy ТРДН 10000/110;

b, chỉ một máy ТРДН 16000/110;

c, cả hai máy.

Áp dụng công thức (4.24)

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum \Delta P_{cb} - \sum \Delta P_{ca}}{\frac{\sum \Delta P_{va}}{(\sum S_a)^2} - \frac{\sum \Delta P_{vb}}{(\sum S_b)^2}}};$$

Công suất giới hạn giữa chế độ a và chế độ b

$$S_{gh.a-b} = \sqrt{\frac{21-14}{\frac{60}{10^2} - \frac{85}{16^2}}} = 5{,}09 \text{ MVA}$$

Công suất giới hạn giữa chế độ a và chế độ b

$$S_{gh.b-c} = \sqrt{\frac{35-21}{\frac{85}{16^2} - \frac{145}{26^2}}} = 10{,}92 \text{ MVA}$$

Như vậy khi

$P_{pt} < 5{,}09$ MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp ТРДН 10000/110.

$P_{pt} = 5{,}09 \div 10{,}92$ MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp ТРДН 16000/110.

$P_{pt} > 10{,}92$ MVA thì cả hai máy biến áp cùng làm việc.

Bài tập tự giải

1. Các số liệu thống kê về chi phí của một nhà máy điện cho trong bảng sau. Hãy xác định hàm chi phí của nhà máy, biết hàm có dạng parabol.

P, mW	25	35	45	60	80	100
Z.10^6đ/h	8,7	14,2	18,4	27,6	41,3	57,2

2. Hãy xây dựng hàm chi phí dạng parabol của tổ máy phát, biết số liệu sau

P, MW	30	40	55	70	100	150	180
Z. $/h	400	469	527	640	858	1200	1568

3. Nhà máy điện có hai tổ máy với các đặc tính

$Z_1 = 1,8P_1^2 + 285\ P_1 + 3200$ ngàn đ/h

$Z_2 = 0,15P_2^2 + 255\ P_2 + 5000$

Phụ tải P_{pt} = 220 MW. Hãy phân bố công suất giữa các tổ máy sao cho có hiệu quả nhất.

4. Nhà máy điện có hai tổ máy với các đặc tính

$Z_1 = 3,22P_1^2 + 180\ P_1 + 3216$ ngàn đ/h

$Z_2 = 4,12P_2^2 + 128,6\ P_2 + 5350$

Phụ tải P_{pt} = 280 MW. Hãy phân bố công suất giữa các tổ máy sao cho có hiệu quả nhất.

5. Nhà máy điện 1 và 2 có các đặc tính chi phí tương ứng là

$Z_1 = 0,62.10^{-3}P_1^2 + 0,35\ P_1 + 217$ (TOE/h) (tấn than tiêu chuẩn/h);

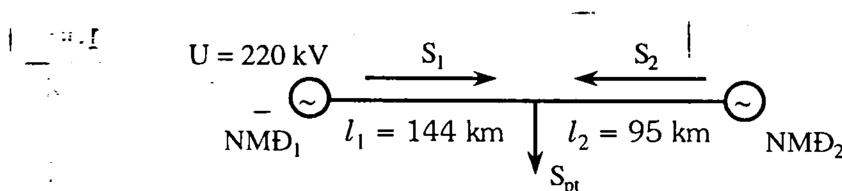
$Z_2 = 0,79.10^{-3}P_2^2 + 0,48\ P_2 + 180$

Các nhà máy hòa vào mạng điện 220 kV với phụ tải S = 387 MVA; hệ số cosφ = 0,82. Sơ đồ mạng điện trên hình vẽ, dây dẫn được làm bằng ACY-185. Hãy phân bố công suất tối ưu của nhà máy và xác định tổng chi phí của hệ thống trong hai trường hợp:

a, Không tính đến ảnh hưởng của hao tổn trong mạng điện;

b, Có tính đến hao tổn.

Cho nhận xét và so sánh kết quả tính toán.



Hình 4.5. Sơ đồ hệ thống điện bài tập 5.

6. Trạm biến áp 110/10,5 kV có 3 máy TPДH 63000/110

Hãy xác định chế độ làm việc kinh tế của trạm.

7. Trạm biến áp 110/35 kV có 2 máy: một máy TPДH 40000/110 và một máy TPДH 25000/110. Hãy xác định phạm vi làm việc kinh tế của trạm.

Tóm tắt chương 4

Đặc tính kinh tế - kỹ thuật của các nhà máy điện

Đặc tính chi phí của nhà máy nhiệt điện có dạng đường cong parabol

$$Z = aP^2 + bP + c; \quad (4.1)$$

Sự phân bố tối ưu công suất tối ưu giữa các tổ máy phát

Điều kiện phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy là suất tăng chi phí của chúng phải bằng nhau.

Đối với các nhà máy điện không khối với các loại nhiên liệu khác nhau thì điều kiện phân bố tối ưu là:

$\varepsilon_1 g_1 = \varepsilon_2 g_2 = \ldots = \varepsilon_n g_n$;

Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện

Trong trường hợp bỏ qua tổn thất trong mạng

Điều kiện phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện là suất tăng chi phí của tất cả các nhà máy điện phải bằng nhau.

$$\varepsilon = \text{const.}$$

Trường hợp có tính đến tổn thất

điều kiện phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện có tính đến tổn thất

$$\frac{\varepsilon_i}{1-\sigma_{pi}} = \text{const.}$$

Thành phần tối ưu của các tổ máy phát

$$\frac{\varepsilon_1+\delta_1}{1-\sigma_{p1}} = \frac{\varepsilon_2+\delta_2}{1-\sigma_{p2}} = \ldots \frac{\varepsilon_n+\delta_n}{1-\sigma_{pn}}$$

$$\delta_1 = \delta_2 = \ldots = \delta_n$$

Xác định cơ cấu tối ưu của trạm biến áp

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum\Delta P_{cb} - \sum\Delta P_{ca}}{\frac{\sum\Delta P_{va}}{(\sum S_a)^2} - \frac{\sum\Delta P_{vb}}{(\sum S_b)^2}}}$$

Khi phụ tải nhỏ hơn công suất giới hạn S_{gh} thì nên vận hành trạm biến áp theo chế độ a, trong trường hợp ngược lại thì vận hành ở chế độ b.

$$S_{gh} = \sqrt{\frac{\sum S_a \sum S_b}{k}}$$

$$S_{gh} = \sum S_n \sqrt{\frac{n(n+1)}{k}}$$

Câu hỏi ôn tập chương 4

1. Đặc tính kinh tế - kỹ thuật của các nhà máy điện.
2. Sự phân bố tối ưu công suất giữa các tổ máy phát.
3. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện không xét đến ảnh hưởng của tổn thất trên đường dây.

4. Phân bố công suất tối ưu giữa các nhà máy điện có xét đến ảnh hưởng của tổn thất trên đường dây.
5. Phân bố công suất tối ưu của các nhà máy điện có tính tới phụ tải phản kháng.
6. Xác định thành phần tối ưu của các tổ máy phát.
7. Xác định cơ cấu tối ưu của trạm biến áp.
8. Hãy cho biết các biện pháp cải thiện chế độ làm việc kinh tế của mạng điện.

Chương 5

CHẤT LƯỢNG ĐIỆN NĂNG

5.1. Đại cương

5.1.1. Khái niệm về chất lượng điện

Chất lượng điện năng là một trong những yêu cầu quan trọng của hệ thống điện. Chất lượng điện năng xấu sẽ dẫn đến sự gia tăng chi phí vốn đầu tư, chi phí vận hành, giảm năng suất và hiệu quả làm việc của các thiết bị v.v. Sự giảm sút chất lượng điện không chỉ gây thiệt hại cho bản thân hệ thống điện, mà cho tất cả các ngành kinh tế khác, vì chất lượng điện có ảnh hưởng rất lớn đến chế độ làm việc của tất cả các thiết bị dùng điện. Trong quá trình vận hành, chất lượng điện luôn luôn thay đổi dưới tác động của nhiều nhân tố trong đó có các yếu tố mang tính ngẫu nhiên, vì vậy việc điều chỉnh chất lượng điện là bài toán khá phức tạp. Điều chỉnh chất lượng điện là sử dụng các biện pháp khác nhau để đưa giá trị của các chỉ tiêu chất lượng điện về giới hạn cho phép.

Giá trị cho phép của các chỉ tiêu chất lượng điện được xác định do những nguyên nhân kỹ thuật, theo điều kiện an toàn của các thiết bị tiêu thụ và khả năng của các thiết bị này thực hiện những chức năng của mình ví dụ: Giới hạn trên của điện áp được xác định theo điều kiện an toàn và già cỗi của cách điện, còn giới hạn dưới xác định theo điều kiện làm việc bình thường của thiết bị. Trong một số trường hợp giá trị tối ưu của các chỉ tiêu chất lượng điện có thể lấy bằng giá trị định mức, điều này đúng với tần số, giá trị tối ưu của điện áp có thể khác so với trị số định mức nhiều.

Khi điều chỉnh chất lượng điện điện sẽ nảy sinh những vấn đề có liên quan đến việc duy trì các chỉ tiêu chất lượng tối ưu.

- Quy định cho mỗi điểm nút của hệ thống một giá trị tối ưu và giá trị cho phép của các chỉ tiêu chất lượng.

- Chọn hệ thống điều chỉnh chất lượng với mục đích duy trì đại lượng của chúng trong phạm vi giá trị cho phép càng gần giá trị tối ưu càng tốt.

5.1.2. Yêu cầu về chất lượng điện

Chất lượng điện có ảnh hưởng rất lớn đến chế độ làm việc của tất cả các thiết bị điện. Cùng với sự phát triển của nền kinh tế, yêu cầu về chất lượng điện cung cấp cho các thiết bị này càng nghiêm ngặt. Các yêu cầu này được thể hiện qua các chỉ tiêu: độ lệch tần số, độ lệch điện áp, dao động điện áp, độ đối xứng và độ hình sin.

* *Độ lệch tần số*: Theo tiêu chuẩn quy định, độ lệch tần số trong hệ thống điện không được vượt quá ±0,1 Hz và ở chế độ tức thời không quá ±0,2 Hz. Vì mức độ ảnh hưởng của tần số rất lớn và yêu cầu của nó rất nghiêm ngặt, việc tự động hoá điều chỉnh tần số được thực hiện ngay tại các nhà máy điện.

* *Độ lệch điện áp* là sự chênh lệch điện thực tế so với giá trị định mức, yêu cầu về độ lệch điện áp đối với các hộ dùng điện khác nhau là khác nhau. Tiêu chuẩn của các nước khác nhau cũng khác nhau, ví dụ ở Pháp quy định độ lệch điện áp cho phép ở lưới hạ áp không quá ±10%, còn ở lưới trung áp - không quá ±7%; ở Singapore là ±6% v.v. Tiêu chuẩn về độ lệch điện áp cho phép có thể tham khảo cho trong bảng 5.1.

Bảng 5.1. Tiêu chuẩn độ lệch điện áp trong mạng điện, %

TT	Hộ dùng điện	Giới hạn dưới	Giới hạn trên
1	Chiếu sáng	−2,5	+5
2	Động cơ dị bộ	−10	+10
3	Thiết bị khác	−5	+5
4	Thiết bị điện nông nghiệp	−7,5	+7,5

* *Dao động điện áp* là sự biến thiên của điện áp xảy ra trong thời gian tương đối ngắn, tốc độ không quá 1%/s. Phụ tải chịu ảnh hưởng của dao động điện áp không những về biên độ dao động mà cả về tần số xuất hiện các dao động đó. Sự dao động điện áp thường được gây ra bởi các thiết bị có hệ số cosφ thấp, và có sự thay đổi đột biến phụ tải phản kháng. Biên độ dao động điện áp trong trường hợp này có thể xác định theo biểu thức

$$v_k = \frac{k_Q}{1 - k_Q} 100\% \qquad (5.1)$$

trong đó:

$k_Q = \dfrac{Q}{S_{BA}}$ - tỷ lệ công suất phản kháng so với công suất định mức của máy biến áp;

Q - phụ tải phản kháng thay đổi đột biến, MVAr;

S_{BA} - công suất định mức của máy biến áp cung cấp cho điểm tải xét, MVA.

Dễ dàng nhận thấy biên độ dao động càng lớn nếu giá trị của hệ số k_Q càng lớn. Với cùng một phụ tải Q nếu công suất của máy biến áp lớn thì biên độ dao động điện áp sẽ giảm, tức là máy biến áp càng lớn thì độ ổn định điện áp trong mạng sẽ càng cao.

* *Độ đối xứng* là một trong các chỉ tiêu quan trọng của chất lượng điện, khi mạng điện bị mất đối xứng sẽ dẫn đến những tổn thất phụ do các thành phần dòng điện thứ tự nghịch và thứ tự không gây nên. Thành phần thứ tự không chỉ có mặt trong mạng điện 3 pha với các máy biến áp có sơ đồ đấu dây Y/Y_0 hoặc Δ/Y_0. Trong lưới điện với tổ nối của biến áp Y/Δ hoặc Y/Y, thì khi mạng mất đối xứng sẽ không có thành phần thứ tự không mà chỉ có thành phần thứ tự nghịch. Như vậy độ không đối xứng được biểu thị bởi hai hệ số là:

- Hệ số phi đối xứng: $$k_{fdx} = \frac{U_2}{U_1} \qquad (5.2)$$

- Hệ số không cân bằng: $$k_{kcb} = \frac{U_0}{U_1}; \qquad (5.3)$$

trong đó: U_1, U_2, U_0 là các thành phần thứ tự thuận, thứ tự nghịch và thứ tự không của điện áp.

Giá trị cho phép của k_{fdx} và k_{kcb} phụ thuộc vào độ đốt nóng các phần tử lưới điện, theo tiêu chuẩn quy định, các giá trị này không được vượt quá 5%. Trong kỹ thuật các hệ số trên được gọi chung là hệ số không đối xứng.

Đối với mạng điện trung tính cách ly, điện áp tại điểm trung tính chỉ bằng 0 khi mạng điện hoàn toàn đối xứng. Sự mất đối xứng sẽ dẫn đến sự chuyển dịch trung tính với giá trị

$$U_0 = \frac{\dot{U}_a g_a + \dot{U}_b g_b + \dot{U}_c g_c}{g_c + g_c + g_c} \qquad (5.4)$$

trong đó:

$$\dot{U}_a = U_f;\ \dot{U}_b = a^2 U_f \text{ và } \dot{U}_c = aU_f;$$

$$a = -0,5 + j\sqrt{\frac{3}{2}};\ a^2 = -0,5 - j\sqrt{\frac{3}{2}}$$

trong đó: U_f - điện áp pha;

g_a, g_b, g_c - điện dẫn của các pha đối với đất.

Độ không đối xứng của điện áp được xác định theo biểu thức

$$k_{kdx} = \frac{U_0}{U_f}.100 \qquad (5.5)$$

Nếu trong hệ thống trung tính có mắc cuộn dây dập hồ quang thì ở mẫu số của biểu thức (5.4) có thêm thành phần điện dẫn g_k của cuộn dây. Trong trường hợp này nếu xuất hiện sự cộng hưởng thì điện dẫn chỉ còn có thành phần tác dụng, do đó giá trị chuyển dịch trung tính sẽ khá cao. Nếu sự chuyển dịch trung tính lớn sẽ dẫn đến sự tăng điện áp của các pha, làm tăng độ mất đối xứng và ảnh hưởng đến cách điện, ngoài ra nó còn có thể gây nhiễu cho các đường dây thông tin ở xung quanh. Theo quy định độ không đối xứng trong mạng điện này không được vượt quá giá trị

$$k_{kdx} = 0,15.dU_f.100 \qquad (5.6)$$

trong đó:

d - hệ số ổn định của mạng điện điều hoà, thường có giá trị bằng 0,05.

Như vậy k_{kdx} = 0,15.0,05.100.U_f = 0,75%U_f. Nếu giá trị k_{kdx} vượt quá giá trị này thì cần phải san bằng điện dung các pha bằng cách chuyển vị pha (thay đổi vị trí của các pha cứ sau một số khoảng vượt).

Trong mạng điện có cuộn dập hồ quang nghiêm cấm việc bảo vệ máy biến áp bằng cầu chảy, vì khi một trong các cầu chảy bị cháy có thể dẫn đến sự quá điện áp nguy hiểm do sự điều hoà điện dung bị thay đổi. Điều đó có thể dẫn đến sự huỷ hoại cách điện và làm giảm tuổi thọ của thiết bị.

* *Độ hình sin*: Trong thực tế sự biến đổi của dòng điện và điện áp xoay chiều không hoàn toàn tuân theo quy luật hình sin, vì luôn có sự hiện diện của các thành phần sóng hài bậc cao trong các đại lượng điện áp và dòng điện.

Mức độ hình sin có thể đánh giá theo hệ số không sin:

$$k_{ks} = \frac{U - U_1}{U_1} 100\% \; ; \qquad (5.7)$$

U - điện áp hiệu dụng, có thể được xác định theo biểu thức:

$$U = \sqrt{U_1^2 + \sum U_k^2} \; ; \qquad (5.8)$$

trong đó: U_1 - điện áp của sóng hài cơ bản (50Hz);

U_k - điện áp của sóng hài bậc k.

Theo tiêu chuẩn quy định, giá trị k_{ks} không được vượt quá 5%.

Để cải thiện chất lượng điện người ta thường áp dụng các biện pháp sau:

1) *Cân bằng phụ tải giữa các pha và điều chỉnh chế độ làm việc hợp lý của các hộ dùng điện*: Việc phân bố tải hợp lý sẽ làm san bằng đồ thị phụ tải như vậy sẽ làm giảm khoảng giới hạn của độ lệch điện áp và nâng cao hiệu suất sử dụng của lưới điện. *Điều chỉnh chế độ làm việc của phụ tải hợp lý* để kết hợp phụ tải phản kháng giữa các hộ dùng điện một cách hiệu quả nhất.

2) *Tăng cường sử dụng phụ tải 3 pha đến mức có thể* để giảm độ phi của đối xứng. *Đối với lưới điện có nhiều thụ điện 1 pha, nên chọn máy biến áp có tổ nối sao- ziczac* để giảm hao tổn phụ do dòng điện thứ tự không gây nên.v.v...

3) *Chọn thiết bị điện hợp lý: không nên làm việc quá non tải* vì như vậy sẽ làm giảm $\cos\varphi$ và tăng công suất phản kháng dẫn đến tăng hao tổn ΔU.

4) *Chọn điện áp ở đầu vào thụ điện thích hợp* với chế độ làm việc của các thụ điện. Thông thường máy biến áp và đường dây được tính chọn theo tải cực đại nhưng phụ tải thường chỉ đạt $(0{,}5 \div 0{,}6)P_n$ bởi vậy khi tải giảm thấp điện áp tại các điểm gần có thể vượt *quá giá trị cho phép*.

5.1.3. Sự liên hệ giữa các tham số chế độ

1. Sự liên hệ giữa phụ tải với tần số

Khi công suất tác dụng của phụ tải P_{pt} lớn hơn công suất tác dụng của nguồn phát P_F thì tần số sẽ giảm và ngược lại (xem hình 5.2). Tức là sự dư thừa công suất phát sẽ dẫn đến tần số cao và sự thiếu hụt công suất phát sẽ làm cho tần số thấp. Tần số luôn luôn được theo dõi và điều chỉnh để không vượt qua giới hạn quy định để đảm bảo được sự cân bằng công suất tác dụng. Do điện năng không thể dự trữ được nên công suất phát phải luôn luôn thay đổi theo sự thay đổi của phụ tải. Muốn vậy cần phải luôn có một lượng dự trữ công suất tác dụng.

Khi tần số tăng dẫn đến sự tiêu thụ công suất phản kháng Q_μ giảm và Q_c tăng. Tuy nhiên do số lượng các phần tử mang tính điện cảm trong mạng điện thực tế nhiều hơn so với số phần tử mang tính điện dung, nên tổng công suất phản kháng tiêu thụ sẽ giảm. Mặt khác do công suất phản kháng của máy phát Q_{Mf} tỷ lệ với bậc hai hoặc bậc ba của tần số (tuỳ thuộc vào sơ đồ kích từ) nên Q_{Mf} tăng nhiều, điều đó dẫn đến sự dư thừa công suất phản kháng trong hệ thống.

Ngược lại khi tần số giảm sẽ dẫn đến sự thiếu hụt công suất phản

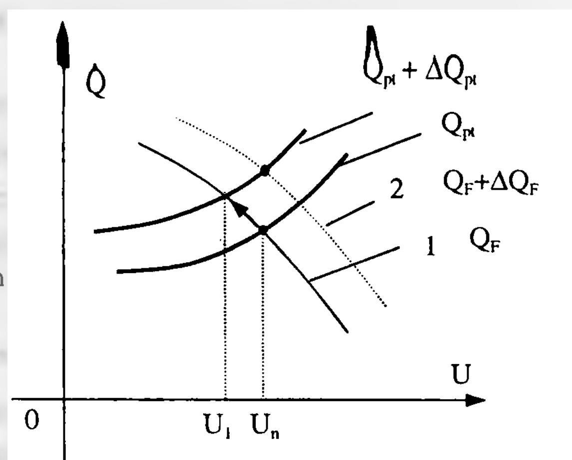
kháng. Nếu không có dự phòng thì máy phát có thể lâm vào tình trạng quá tải. Khi tần số giảm mà thiếu dự phòng công suất phản kháng thì buộc phải giảm dòng kích từ, lúc đó điện áp sẽ bị giảm, điều này sẽ làm thay đổi hàng loạt các thạm số chế độ khác của mạng điện. Bởi vậy nhất thiết phải có một lượng dự trữ công suất phản kháng nhất định trong hệ thống điện.

2. Sự liên hệ giữa phụ tải và điện áp

Tăng điện áp trong mạng sẽ làm tăng phụ tải tác dụng tổng trong hệ thống vì phụ tải sinh hoạt có công suất tỷ lệ thuận với điện áp sẽ tăng lên và vì độ trượt của các động cơ không đồng bộ giảm xuống, mặc dù tổn thất công suất trong mạng có giảm đi. Do tăng phụ tải tác dụng, việc tăng điện áp sẽ làm cho tần số giảm, nếu có dự phòng công suất tác dụng các máy tự động điều chỉnh tần số sẽ ngăn chặn việc giảm tần số.

Cũng tương tự, việc giảm điện áp sẽ làm giảm phụ tải tác dụng trong hệ thống do đó làm tăng tần số. Ở chế độ sau sự cố, khi thiếu hụt công suất tác dụng và phản kháng, việc giảm điện áp sẽ phần nào ngăn chặn được hiện tượng tần số giảm quá mạnh.

Trên hình 5.1 biểu diễn đặc tính tĩnh của nguồn $Q_F = \varphi(U)$ và đặc tính tĩnh của phụ tải $Q_{pt} = \Phi(U)$ (khi f = const), điểm gặp nhau của hai đường cong này xác định sự cân bằng công suất phản kháng giữa nguồn và phụ tải, điện áp U_n được xác lập ứng với giá trị định mức. Khi phụ tải gia tăng, thiết lập sự cân bằng mới mà ở đó điện áp có thể sẽ sụt xuống quá giá trị U_1, để các thiết bị điện làm việc bình thường cần phải sử dụng các biện pháp gia tăng điện áp đến mức cần thiết, đặc tính 1 dịch chuyển lên đường 2, thiết lập lại sự cân bằng mới với U_n. Quá trình tiếp diễn giúp cho hệ thống điện làm việc ổn định. Nếu như vì một lý do nào đó, đặc tính tĩnh của hệ thống không thể điều chỉnh được theo sự thay đổi của phụ tải (đường đặc tính 2 không được thiết lập) nghĩa là hệ thống thiếu công suất phản kháng, lúc đó vấn đề bù sẽ vô cùng cần thiết, đó sẽ là giải pháp quan trọng để nâng điện áp của lưới lên giá trị mong muốn.



Hình 5.1. Sự phụ thuộc giữa công suất phản kháng của nguồn và phụ tải đối với điện áp (khi tần số f = const).

Vì ở những điểm nút khác nhau trong hệ thống, giá trị điện áp sẽ khác nhau, nên không những chỉ cần phải đảm bảo cân bằng công suất phản kháng trong hệ thống mà còn phải phân bố dòng công suất phản kháng sao cho điện áp ở tất cả các điểm không vượt ra ngoài vùng giá trị cho phép. Việc phân bố công suất phản kháng một cách tuỳ tiện có thể dẫn đến hiện tượng dòng công suất phản kháng ở một số đoạn quá lớn, làm tăng tổn thất điện áp, gây khó khăn cho việc duy trì điện áp cho phép trong mạng điện. Vấn đề đặt ra là phải thiết lập sự cân bằng cục bộ công suất phản kháng trong từng vùng của mạng điện với dòng công suất phản kháng truyền tải tối ưu.

Cũng giống như sự cân bằng công suất tác dụng, trong hệ thống luôn luôn thiết lập một sự cân bằng công suất phản kháng. Nếu như tần số được coi là thước đo của sự cân bằng công suất tác dụng trong hệ thống điện, thì điện áp là thước đo của sự cân bằng công suất phản kháng. Để có thể điều chỉnh điện áp cần thiết phải có một lượng công suất phản kháng dự trữ.

5.2. Điều chỉnh tần số

Do yêu cầu về tần số hết sức nghiêm ngặt, nên tham số này được giám sát chặt chẽ ngay tại các nhà máy điện. Nếu tần số bị lệch khỏi giá trị cho phép thì có thể làm ảnh hưởng đến chế độ làm việc của hàng loạt

thiết bị. Tần số giảm làm cho năng suất của các của các thiết bị giảm. Sự giảm năng suất của các thiết bị tự dùng trong nhà máy điện đặc biệt nguy hiểm vì có thể dẫn đến sự ngừng trệ của toàn nhà máy. Nếu không có biện pháp kịp thời khôi phục thì có thể sẽ dẫn đến sự mất ổn định trong toàn hệ thống. Khi tần số bị giảm xuống giá trị 47,5 ÷ 48 Hz trong thời gian quá 1 ph thì có thể dẫn đến các tổ hợp lớn bị cắt bởi các thiết bị bảo vệ.

Như đã biết, khi tần số công suất phản kháng của máy phát sẽ giảm do điện áp của hệ thống kích từ giảm, điều đó dẫn đến sự giảm điện áp trong hệ thống, giảm dự trữ ổn định. Bởi vậy nếu tần số giảm mạnh sẽ dẫn đến nguy cơ mất đồng bộ của hệ thống do ổn định tĩnh bị phá vỡ. Biện pháp chủ yếu để hồi phục tần số trong trường hợp này là sử dụng các cơ cấu tự động điều chỉnh tần số, tuy nhiên nhân viên vận hành cần phải nhanh chóng thực hiện các nhiệm vụ sau: trước hết cần sử dụng toàn bộ lượng công suất dự trữ nóng, sau đó nếu lượng dự trữ này vẫn chưa đáp ứng thì cho vận hành các tổ máy phát đang ở trạng thái dự trữ lạnh.

Điều độ quốc gia, người đã được giao nhiệm vụ điều chỉnh tần số trong hệ thống và các kỹ sư trực ban của các nhà máy điện, nơi có nhiệm vụ thực hiện điều chỉnh tần số hệ thống cần phải thường xuyên theo dõi không chỉ giá trị của tần số và điều chỉnh nó trong giới hạn xác định, mà cả khoảng điều chỉnh ở các nhà máy điện này.

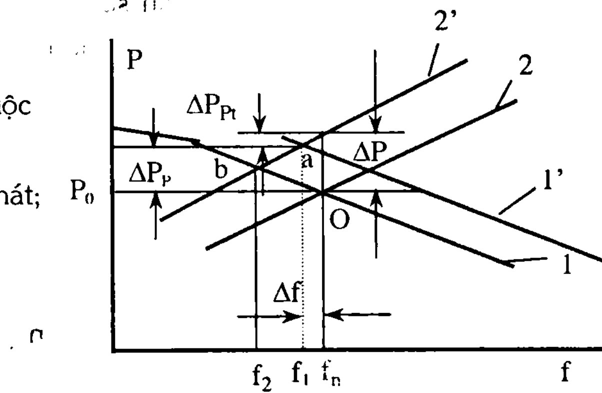
Sự điều chỉnh tần số được thực hiện một cách tự động nhờ các cơ cấu điều chỉnh đặc biệt. Quá trình điều chỉnh tần số diễn ra trong ba giai đoạn: điều chỉnh cấp I, cấp II và cấp III.

5.2.1. Điều chỉnh cấp I

Quá trình điều tần cấp I (còn gọi là điều tốc) là quá trình biến đổi tức thời công suất phát khi phụ tải thay đổi nhờ các bộ phận điều chỉnh tốc độ của tuabin trong hệ thống.

Xét hệ thống tối giản gồm một tuabin và một máy phát, đặc tính tĩnh của máy phát và phụ tải biểu thị trên hình 5.2. Giao điểm O của đặc

tính máy phát và phụ tải ứng với công suất ban đầu P_{pt0} đó là điểm cân bằng công suất, xác định chế độ xác lập ở tần số định mức f_n. Giả sử yêu cầu cần tăng thêm một lượng phụ tải ΔP, lúc đó đặc tính tương ứng với đường 2' là $P_{pt} + \Delta P$. Phụ tải tăng làm cho tần số giảm với điểm cân bằng công suất mới ứng với tần số f_2, lúc đó bộ điều tốc hoạt động tăng công suất phát theo đặc tính điều chỉnh đường 1'. Điểm cân bằng công suất mới ứng với tần số $f_1 < f_n$. Sở dĩ tần số giảm hơn so với f_n vì bộ điều tốc chỉ có thể tăng thêm một lượng $\Delta P_F < \Delta P$. Để thích nghi, công suất thực dùng phải giảm đi một lượng ΔP_{pt}. Như vậy quá trình điều chỉnh cấp I không cho phép phục hồi tần số ban đầu, nó chỉ làm cho tần số không giảm thấp hơn giá trị cho phép. Nếu không có điều chỉnh cấp I thì giá trị của tần số sẽ giảm đến f_2.



Hình 5.2. Quan hệ phụ thuộc giữa phụ tải và tần số:
1. Đặc tính tĩnh của máy phát;
2. Đặc tính của phụ tải tác dụng; với U = const.

Đặc tính tĩnh của phụ tải được đặc trưng bởi độ dốc k_{pt}

$$k_{pt} = \frac{\Delta P_{pt}}{P_{pt}} : \frac{\Delta f}{f_n} \tag{5.9}$$

Độ dốc của phụ tải có giá trị trong khoảng 1 ÷ 2,5.

Tương tự, độ dốc của đặc tính tĩnh máy phát được đặc trưng bởi

$$k_F = \frac{\Delta P_F}{P_F} : \frac{\Delta f}{f_n} \tag{5.10}$$

ΔP_{pt}, ΔP_F - lượng thay đổi công suất tác dụng của phụ tải và của máy phát;

Δf - lượng thay đổi tần số;

P_{pt}, P_F - công suất tác dụng của phụ tải và của máy phát;

f_n - tần số định mức.

Độ dốc của máy phát có ý nghĩa quan trọng trong quá trình điều chỉnh tần số, các máy phát có công suất dự trữ lớn thì sẽ có độ dốc lớn, nếu giá trị k_F lớn thì sự tham gia điều chỉnh của máy phát vào quá trình điều tần càng có hiệu quả, nếu $k_F = 0$ thì có nghĩa là máy phát không thể tham gia vào quá trình điều tần được. Lượng thay đổi công suất tác dụng của phụ tải khi tần số thay đổi sẽ là

$$\Delta P_{pt} = + P_{pt}\frac{\Delta f}{f_n}k_{pt} \qquad (5.11)$$

Dấu (+) biểu thị khi tần số tăng thì công suất tiêu thụ của phụ tải tăng

Lượng thay đổi công suất tác dụng của máy phát khi tần số thay đổi sẽ là

$$\Delta P_F = - P_F\frac{\Delta f}{f_n}k_F \qquad (5.12)$$

Dấu (–) biểu thị khi tần số tăng thì công suất phát của máy phát giảm.

Để có thể điều chỉnh được tần số, trong nhà máy luôn luôn cần một lượng công suất dự phòng, biểu thị bởi hệ số dự phòng:

$$k_{df} = \frac{P_F}{P_{pt}}; \qquad (5.13)$$

Từ đó $$P_F = k_{df}P_{pt} \qquad (5.14)$$

Lượng công suất ΔP thay đổi khi tần số thay đổi Δf sẽ là

$$\Delta P = \Delta P_F - \Delta P_{pt} = -P_{pt}\frac{\Delta f}{f}(k_{df}k_F + k_{pt}) \qquad (5.15)$$

Từ đó rút ra lượng thay đổi tần số do phụ tải thay đổi một lượng ΔP bằng

$$\Delta f = -\frac{f_n\Delta P}{P_{pt}(k_{df}k_F + k_{pt})}; \qquad (5.16)$$

Độ dốc trung bình của các máy phát trong nhà máy được xác định bởi biểu thức

$$k_{F.tb} = \frac{\sum P_{Fi}k_{Fi}}{\sum P_{Fi}} \qquad (5.17)$$

P_{Fi} , k_{Fi}- công suất định mức và độ dốc của máy phát thứ i.

Nếu như ở một số tổ máy đã mở hết cửa môi năng vào rồi, thì có nghĩa là phụ tải của nó không thể tăng thêm được nữa, lúc đó hệ số k_F của chúng sẽ bằng 0 (khi tần số giảm). Do đó nếu dự phòng công suất càng bé thì hệ thống càng ít khả năng tự động tăng công suất khi tần số giảm. Đại lượng $k_{F.tb}$ còn phụ thuộc cả vào dấu của đại lượng thay đổi tần số, tức là vào dấu của lượng phụ tải ΔP. Khi tần số giảm, tức là khi phụ tải của hệ thống tăng, $k_{F.tb}$ thấp do đó nếu không có dự phòng công suất thì khi tần số giảm không thể tức khắc nâng ngay tần số lên được.

5.2.2. Điều chỉnh cấp II (thứ cấp)

Điều chỉnh thứ cấp còn gọi là điều chỉnh cấp II, là quá trình tăng công suất máy phát điều tần để đưa tần số về trị số định mức. Tăng công suất máy phát bằng cách tăng thêm môi năng cho tuabin. Trong các hệ thống nhỏ thường chỉ có một vài tổ máy làm nhiệm vụ điều tần cấp II, còn các máy khác có đặt tự động điều chỉnh tố độ thì chỉ tham gia trong quá trình điều tần cấp I. Khi phụ tải tăng các máy này tạm thời tăng thêm công suất nhờ tự động điều chỉnh tốc độ. Sau khi quá trình điều tần bắt đầu, tần số tăng lên thì các máy này lại tự động giảm công suất phát. Toàn bộ công suất yêu cầu thêm sẽ chỉ do các nhà máy điều tần đảm nhận. Độ dốc của các tổ máy điều tần phải lớn hơn độ dốc của các tổ máy còn lại để trong quá trình điều chỉnh sơ cấp các tổ máy điều tần nhận nhiều phụ tải hơn. Các máy điều tần được trang bị bộ điều tốc á tĩnh.

5.2.3. Điều chỉnh cấp III

Mục đích của điều chỉnh cấp III là phân phối lại công suất theo điều kiện tối ưu. Khi xảy ra dao động công suất hệ thống điện phải làm 2 nhiệm vụ là thay đổi công suất phát để duy trì tần số bình thường và phân bố lại công suất giữa các tổ máy theo điều kiện tối ưu. Quá trình phân bố công suất tối ưu có thể thực hiện chậm hơn, có thể sau 15 ÷ 20 ph, hoặc sau khi tổng công suất biến đổi được 2 ÷ 4%.

5.2.4. Điều chỉnh tần số trong trường hợp sự cố

Khi vì một lý do nào đó tần số có thể bị giảm ngoài sự kiểm soát

của hệ thống điều chỉnh, gây nguy hiểm cho hệ thống, ví dụ một số trường hợp tần số bị lệch quá lớn, gây ảnh hưởng nghiêm trọng như:

- Tần số nhỏ hơn 48,5 Hz chỉ cho phép kéo dài không quá 1 ph vì sự an toàn cho các cánh dài áp lực thấp của tuabin;
- Tần số nhỏ hơn 47 Hz chỉ được kéo dài không quá 20 s để đảm bảo năng suất cho các thiết bị phụ như máy bơm nước, quạt gió v.v.
- Tần số không được phép giảm quá 45 Hz vì ở tần số này có thể dẫn đến sự ngừng hoạt động của cả nhà máy điện, do các thiết bị phụ không thể đáp ứng được điều kiện làm việc bình thường.

Để giữ tần số trương các trường hợp này đầu tiên cần phải sa thải phụ tải. Có ba loại phụ tải cần sa thải là:

+ Loại 1 có tổng công suất cắt bằng công suất thiết hụt cao nhất có thể cắt lần lượt từng đợt: bắt đầu sa thải từ tần số 46,5 cho đến 49 Hz, các đợt cách nhau 0,1 Hz.

+ Loại 2: chỉnh định ở tần số 49,2 Hz, các đợt cách nhau 5 ÷ 10 s, đợt cuối 60 s làm nhiệm vụ đưa tần số lên cao hơn 49,2 Hz sau khi loại 1 cắt xong. Công suất cắt của tải loại 2 thường bằng 40% loại 1;

+ Loại 3: sẽ tác động nếu loại 1 không thể ngăn cản được nguy cơ xảy ra sụt áp trong hệ thống.

Phụ tải phải sa thải phụ thuộc vào mức độ thiệt hại về kinh tế – xã hội. Sau khi sự cố được khắc phục phụ tải được đóng lại từng đợt cách nhau không nhỏ hơn 5 s. Để đảm bảo an toàn cho các hoạt động tự dùng, có thể tách riêng tổ máy cho các phụ tải này. Việc sa thải phụ tải được thực hiện bởi cơ cấu tự động sa thải phụ tải theo tần số. Nhiệm vụ của các cơ cấu này là ngăn chặn sự suy sụp tần số khi thiếu công suất phát. Một số cơ cấu tự động điều chỉnh tần số tác động với độ trễ rất lớn vì vậy thời gian tac động của bộ tự động sa thải phụ tải cũng phải lớn hơn quán tính của cơ cấu sa thải phụ tải để loại trừ trường hợp phụ tải bị cắt trong trường hợp có dự phòng công suất.

Để có thể nhanh chóng khôi phục lại chế độ cung cấp điện cho

các hộ phụ tải bị cắt sau khi sự cố đã được khắc phục, trong hệ thống đã được lắp đặt các cơ cấu tự động đóng phụ tải sau sự cố. Đại lượng phụ tải được đóng lại không phải cố định mà thay đổi phụ thuộc vào các quá trình công nghệ, sơ đồ cung cấp điện của các xí nghiệp, bởi vậy không ít hơn một lần mỗi năm cần phải tiến hành kiểm tra, xác định phụ tải thực tế của tất cả các đường dây và trạm biến áp nằm trong phạm vi điều chỉnh.

Sự có mặt hay không của các cơ cấu điều chỉnh tần số không ảnh hưởng đến nhiệm vụ và tính cấp bách của điều độ viên khi xảy ra sự cố, bởi vì trong thực tế luôn luôn tồn tại những sự cố không lường trước mà các cơ cấu tự động có thể không hoạt động theo chương trình đã định. Sự thiếu quyết đoán và chậm trễ của điều độ viên trong trường hợp này có thể dẫn đến những thiệt hại nghiêm trọng.

5.3. *Điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện*

5.3.1. *Những vấn đề chung*

Cũng như tần số, điện áp là tham số cực kỳ quan trọng, quyết định chế độ làm việc của các thiết bị điện. Khi điện áp bị giảm quá mức cho phép sẽ làm giảm mômen quay của các động cơ, giảm tốc độ và dĩ nhiên sẽ giảm năng suất của các máy công tác. Hơn thế nữa, sự giảm điện áp có thể làm tăng sự đốt nóng động cơ, làm giảm tuổi thọ, thậm chí làm cháy động cơ.

Nếu điện áp tăng quá trị số cho phép sẽ dẫn đến giảm tuổi thọ của các thiết bị chiếu sáng và các thiết bị điện khác. Điện áp cao sẽ gây nguy hiểm cho các máy phát và máy biến áp, tăng tổn thất trong hệ thống điện. Sự giảm áp quá mạnh có thể dẫn đến sự phá vỡ ổn định của máy phát và phụ tải. Việc duy trì điện áp trong giới hạn xác định là nhiệm vụ quan trọng của các điều độ viên thực hiện các thao tác điều chỉnh trung tâm hoặc điều chỉnh phân tán.

**** Điều kiện để điều chỉnh điện áp***

- Phải có đủ lượng công suất tác dụng và phản kháng để đáp ứng cho nhu cầu của phụ tải và bù tổn thất.

- Đảm bảo dòng công suất phản kháng trong mạng là nhỏ nhất. Đây là điều kiện ràng buộc rất lớn giữa các điểm nút.

- Khi xét đến điều chỉnh điện áp chúng ta phải chú ý đến các ngưỡng cho phép của độ lệch điện áp tại đầu vào của các hộ dùng điện, được thể hiện bởi giới hạn dưới V_{cp}^- và giới hạn trên V_{cp}^+.

Điện áp cung cấp cho các hộ tiêu thụ phải đảm bảo giá trị trong phạm vi cho phép, nếu điện áp lệch khỏi phạm vi này thì cần phải tiến hành điều chỉnh. Có rất nhiều biện pháp có thể sử dụng để nâng cao chất lượng điện áp, tuy nhiên trước tiên cần ưu tiên cho những biện pháp không đòi hỏi chi phí lớn, tận dụng những trang thiết bị hiện có như áp dụng các biện pháp vận hành kinh tế mạng điện, chọn đúng nấc biến áp. Nếu như việc áp dụng các biện pháp này vẫn không đảm bảo độ lệch điện áp cho phép tại đầu vào của các hộ dùng điện, thì phải sử dụng thiết bị bù công suất phản kháng (tụ bù, máy bù...), phương pháp này đòi hỏi vốn đầu tư lớn, việc lựa chọn thiết bị bù, vị trí đặt phải dựa trên cơ sở tính toán so sánh các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật. Hiệu quả của các biện pháp nâng cao chất lượng điện áp được đánh giá dựa theo mức thiệt hại kinh tế của các hộ tiêu thụ khi điện áp lệch khỏi giá trị định mức. Hiệu quả càng cao khi mức độ bù thiệt hại càng lớn.

Khi tính toán điều chỉnh điện áp thường chỉ cần xét ở 2 chế độ phụ tải cực đại và phụ tải cực tiểu, ở chế độ phụ tải cực đại mức điện áp được xét đối với các điểm tải xa nhất, còn ở chế độ phụ tải cực tiểu thì lại xét mức điện áp ở các điểm tải gần nhất.

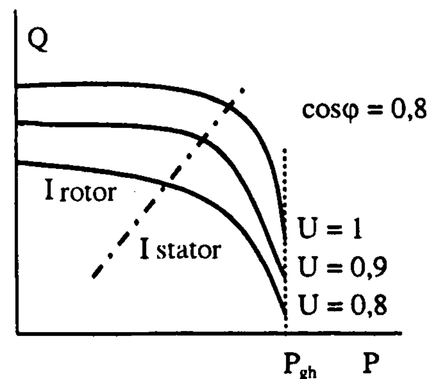
5.3.2. Điều chỉnh điện áp trung tâm

Điều chỉnh điện áp trung tâm được thực hiện để duy trì mức điện áp cho phép tại các nút kiểm tra. Nhân viên vận hành nhà máy điện thay đổi đại lượng đặt của máy điều chỉnh kích từ hoặc thiết bị hiệu chỉnh độc lập tương ứng với đồ thị điện áp hàng ngày cho trước. Nếu việc điều chỉnh điện áp tại nút kiểm tra do các nhân viên điều độ kiêm nhiệm, thì khi điện áp lệch khỏi đồ thị cho trước nhân viên điều độ phải yêu cầu nhân viên

vận hành các nhà máy điện gần nhất thay đổi phụ tải phản kháng cho phù hợp.

Điều chỉnh trung tâm được thực hiện bởi các điều độ quốc gia bằng cách thay đổi công suất phản kháng của các máy phát và máy bù đồng bộ, thay đổi hệ số các máy biến áp và biến áp tự ngẫu ở các mạng điện chính. Đối với mỗi điểm kiểm tra cần thiết lập hai biểu đồ điện áp: điện áp cực đại cho phép xác định theo giới hạn trên của mức điện áp cho phép và điện áp cực tiểu – theo giới hạn dưới của điện áp cho phép. Điện áp tại các điểm kiểm tra của hệ thống cần phải được duy trì trong giới hạn xác định phù hợp với biểu đồ cho trước. Biểu đồ điện áp được thiết lập trên cơ sở đảm bảo mức điện áp phù hợp cho tất cả các hộ dùng điện có tính đến khả năng hoạt động của các cơ cấu tự động điều chỉnh điện áp.

Để đảm bảo điều chỉnh điện áp hiệu quả, điều kiện tối cần thiết là có sự dự phòng công suất phản kháng. Dự phòng công suất phản kháng đối với một máy phát nào đó, khác với dự phòng công suất tác dụng, phụ thuộc nhiều vào phụ tải tác dụng của máy phát và điện áp trên thanh cái của nó. Trên hình vẽ 5.3 biểu thị đặc tính giữa công suất phản kháng có thể huy động được của máy phát với phụ tải tác dụng ứng với các giá trị điện áp khác nhau. Vùng nằm bên phải đường chấm chấm tương ứng với điều kiện giới hạn công suất phản kháng có thể huy động được theo dòng điện giới hạn của stator (khi dòng điện rotor có dự trữ); Vùng phía bên trái đường chấm chấm là công suất phản kháng có thể huy động được theo dòng điện rotor (khi dòng stator còn dự trữ). Đường chấm chấm tương ứng với giới hạn đồng thời cả dòng điện stator và dòng rotor.



Hình 5.3. Đặc tính công suất phản kháng có thể huy động của máy phát.

Như biểu thị trên hình vẽ 5.3, khi giảm điện áp ở trong vùng bên phải, công suất phản kháng có thể huy động giảm rất nhanh, còn ở vùng bên trái thì công suất phản kháng thay đổi không nhiều lắm. Khi phụ tải tác dụng của máy phát khá lớn và điện áp trên cực máy phát thấp thì ngay cả một lượng giảm công suất tác dụng không đáng kể cũng có thể làm tăng đáng kể lượng công suất phản kháng. Còn khi phụ tải tác dụng nhỏ thì hiệu ứng gia tăng công suất phản kháng do giảm công suất tác dụng rất ít.

Sự phụ thuộc của công suất phản kháng có thể huy động được của máy phát vào điện áp trong một số hệ thống có thể đưa đến những đặc điểm lạ thường sau: *Khi tăng đột ngột phụ tải phản kháng tổng của hệ thống trước khi nhân viên vận hành kịp tăng kích từ, điện áp trong hệ thống có thể giảm đến mức làm cho stator của một số máy phát bị quá tải, đặc biệt là những máy phát có phụ tải tác dụng lớn. Để giảm tải cho máy phát, hiển nhiên nhân viên vận hành sẽ giảm kích từ, điều này càng làm cho điện áp giảm xuống nhiều hơn nữa và lại gây quá tải cho stator của nhiều máy phát khác, buộc nhân viên vận hành ở các nhà máy điện khác cũng có những hành động tương tự. Kết quả là điện áp trong hệ thống có thể giảm xuống rất mạnh.*

Để tránh hiện tượng trên, trước khi muốn tăng mạnh phụ tải phản kháng của hệ thống cần phải tăng kích từ của tất cả các máy phát lên cao nhất. Điều này cần phải hết sức lưu ý trong quá trình vận hành nhà máy điện, nếu không thì có thể dẫn đến những hậu quả rất nghiêm trọng như đã trình bày ở trên.

Trong trường hợp điện áp suy giảm thấp hơn mức điện áp cực tiểu của biểu đồ điện áp cho trước, điều độ quốc gia và các nhân viên vận hành các nhà máy điện và trạm biến áp, nơi có máy bù đồng bộ cần sử dụng tất cả lượng công suất phản kháng dự trữ nóng và sau đó nếu vẫn chưa đáp ứng thì nhanh chóng đưa các máy phát và máy bù đồng bộ ở trạng thái dự trữ lạnh vào hoạt động. Nếu điều đó vẫn không thể phục hồi điện áp thì tận dụng khả năng làm việc quá tải của các máy phát trong

khoảng thời gian xác định cố gắng không để điện áp thấp hơn mức giới hạn sự cố. Nếu kể cả biện pháp cuối cùng này vẫn chưa thể khôi phục được điện áp thì cần tiến hành sa thải phụ tải cho đến khi đạt được yêu cầu cần thiết.

5.3.3. Điều chỉnh điện áp ở các trạm biến áp

Trong mạng điện lớn, điều chỉnh điện áp trung tâm không thể duy trì được mức điện áp cần thiết trên đầu vào của các hộ dùng điện, bởi vậy cần phải tiến hành điều chỉnh điện áp phân tán (cục bộ) bằng cách thay đổi các đầu phân áp tại các trạm biến áp trung gian, trạm biến áp phân phối, thay đổi dung lượng của các thiết bị bù v.v.

Ở cuộn dây cao áp ở các máy biến áp ngoài đầu ra chính còn có các đầu ra phụ thêm gọi là đầu phân áp. Thay đổi các đầu phân áp của các máy biến áp có thể cho phép điều chỉnh điện áp trong phạm vi $\pm$ (2,5 ÷ 16)%U_n. Việc thay đổi các đầu phân áp có thể thực hiện bằng tay hoặc tự động.

Với các máy biến áp nhỏ dùng trong các trạm biến áp tiêu thụ thường chỉ có 3÷5 đầu phân áp, giới hạn điều chỉnh ±5%, khi cần thay đổi vị trí đầu phân áp phải cắt điện. Trong các trạm biến áp khu vực và các trạm biến áp cung cấp điện cho phụ tải quan trọng, các máy biến áp được chế tạo với khả năng tự động điều chỉnh điện áp, với số đầu phân áp lớn, giới hạn điều chỉnh rộng hơn. Điều chỉnh điện áp bằng cách thay đổi đầu phân áp của các máy biến áp khá hiệu quả và linh hoạt nhất là các máy biến áp có bộ phận tự động điều chỉnh điện áp (hoặc điều áp dưới tải). Với các máy biến áp thông thường không có tự động điều chỉnh dưới tải, khi muốn thay đổi đầu phân áp cần phải cắt điện làm ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện. Mặt khác, để chọn được đầu phân áp thích hợp cần phải tính toán trên cơ sở đồ thị phụ tải điện của trạm và các lộ xuất tuyến, điện áp đầu vào, quy luật sử dụng của các phụ tải điện...

Tuy nhiên, việc chọn đúng đầu phân áp trong nhiều trường hợp là biện pháp chủ yếu để duy trì mức điện áp ở các hộ tiêu thụ trong giới hạn

yêu cầu với chi phí rất thấp. Cần lưu ý là việc điều chỉnh đầu phân áp cần phải được thực hiện thường xuyên để đảm bảo mức điện áp trên đầu vào của các hộ dùng điện không vượt quá phạm vi cho phép. Đối với các trạm biến áp tiêu thụ dùng cho sinh hoạt, phụ tải của mùa đông và mùa hè thường có sự chênh lệch hau khá lớn vì vậy mức điện áp cũng thay đổi nhiều, do đó hàng quý cần có sự điều chỉnh nấc máy biến áp cho phù hợp.

Mức điện áp ở các điểm nút khác nhau của hệ thống phụ thuộc vào sự cân bằng công suất phản kháng, trong khi đó phụ tải không ngừng thay đổi, bởi vậy nhiệm vụ đặt ra cho các điều độ viên là theo dõi thường xuyên để có các giải pháp điều chỉnh kịp thời và hiệu quả. Mức điện áp hợp lý được thiết lập bằng cách lựa chọn đúng đầu phân áp của các máy biến áp. Nếu giảm hệ số biến áp của các trạm giảm áp thì sẽ làm tăng điện áp phía thứ cấp, như vậy sẽ tăng lượng tiêu thụ công suất phản kháng, bởi vậy việc nâng mức điện áp bằng cách thay đổi đầu phân áp ở các mạng điện thiếu công suất phản kháng sẽ không có hiệu quả, thậm chí có thể dẫn đến sự giảm áp ở các trạm biến áp khác của chính mạng điện này. Trong trường hợp này giải pháp khôn ngoan nhất là chọn đầu phân áp sao cho thoả mãn được giới hạn dưới của mức điện áp cho phép ở tất cả các hộ dùng điện.

Việc lựa chọn không đúng đầu phân áp của các máy biến áp nối trực tiếp với máy phát có thể dẫn đến sự hạn chế khả năng phát công suất phản kháng của máy phát. Điều độ quốc gia có nhiệm vụ phải kiểm tra thường xuyên trạng thái của các đầu phân áp và khả năng phát công suất phản kháng ở tất cả các nhà máy điện. Bởi vì các nhân viên vận hành các nhà máy điện hoặc trạm biến áp độc lập không thể biết được trạng thái của các phần còn lại của hệ thống điện và có thể sẽ không sử dụng hết khả năng phát công suất phản kháng của các máy phát và máy bù đồng bộ ở nhà máy của mình, mặc dù đang có sự thiếu hụt trong hệ thống.

Quá trình tự động điều chỉnh điện áp tại các trạm biến áp phải được thực hiện với khoảng giới hạn điện áp cho phép tương ứng với biểu

đồ điện áp cho trước. Đặc điểm của biểu đồ điện áp ở các điểm nút khác nhau là khác nhau. Thời hạn để kiểm tra lại biểu đồ điện áp là mỗi quý một lần, có nghĩa là biểu đồ điện áp được cho tương ứng với các mùa đặc trưng trong năm. Trong các trường hợp đặc biệt, khi có sự thay đổi chế độ làm việc của hệ thống thì nhất thiết phải xây dựng lại biểu đồ điện áp phù hợp.

Ngoài phương pháp điều chỉnh nấc máy biến áp người ta còn sử dụng các phương tiện khác như máy biến áp bổ trợ, bù công suất phản kháng bằng tụ bù tĩnh và tụ bù dọc, dùng các cuộn kháng điện để ổn định điện áp v.v.

5.4. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 5.1: Một lò cảm ứng có phụ tải phản kháng Q = 680 kVAr, hãy so sánh độ dao động điện áp khi đóng cắt phụ tải trong hai trường hợp:

a) Nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất S = 4 MVA;

b) Nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất S = 6,3 MVA.

Giải: Trước hết xác định hệ số tỷ lệ công suất trong 2 trường hợp

$$k_{Q1} = \frac{Q}{S_{BA1}} = \frac{0,68}{4} = 0,17$$

$$k_{Q2} = \frac{Q}{S_{BA2}} = \frac{0,68}{6,3} = 0,108$$

Biên độ dao động điện áp trong các trường hợp

$$v_1 = \frac{k_{Q1}}{1-k_{Q1}} = \frac{0,17}{1-0,17}100 = 20,48\%$$

$$v_2 = \frac{k_{Q2}}{1-k_{Q2}} = \frac{0,108}{1-0,108}100 = 12,1\%$$

Nhận xét: Trong trường hợp lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất lớn độ ổn định điện áp cao hơn.

Ví dụ 5.2: Hệ thống điện có năm tổ máy phát, trong đó ba tổ máy có công suất P_F = 150 MW với độ dốc k_F = 16; Các tổ còn lại có P_F = 200 MW với k_F = 17,2. Phụ tải của hệ thống là P_{pt} = 650 MW với k_{pt} = 1,7. Khi phụ tải tăng giá trị của tần số giảm đi 0,2% so với giá trị định mức. Hãy cho biết lượng tăng của phụ tải là bao nhiêu? Các máy phát tham gia điều tần sẽ phát thêm công suất bao nhiêu?

Giải: Trước hết xác định hệ số dự phòng của hệ thống

$$k_{df} = \frac{P_F}{P_{pt}} = \frac{3.150 + 2.200}{650} = 1,31$$

Độ dốc trung bình

$$k_{F.tb} = \frac{\sum P_F k_F}{\sum P_F} = \frac{3.150.16 + 2.200.15,2}{3.150 + 2.200} = 15,62$$

Giá trị tần số giảm so với định mức

$$\Delta f = -\frac{\Delta f\%.f_n}{100} = -\frac{0,2.50}{100} = -0,1 \text{ Hz}$$

Lượng phụ tải tăng

$$\Delta P = \Delta f \frac{P_{pt}(k_{df}.k_{F.tb} + k_{pt})}{f_n} = 0,15 \frac{650(1,3.16,94 + 1,7)}{50} = 31,01 \text{ MW}$$

Sau khi điều chỉnh mỗi máy phát 150 sẽ phát thêm

$$\Delta P_{F1} = -P_F \frac{\Delta f}{f_n} k_F = -150 \frac{-0,1}{50} 16 = 4,8 \text{ MW}$$

Mỗi tổ máy 200 sẽ phát thêm

$$\Delta P_{F2} = 200 \frac{0,1}{50} 18 = 7,2 \text{ MW}$$

Đây là công suất tăng tạm thời do tần số giảm, khi tần số đã được điều chỉnh lên giá trị yêu cầu thì các tổ máy này lại phát công suất như cũ.

Ví dụ 5.3: Hệ thống điện có tổng phụ tải là P_{pt} = 1450 MW với độ dốc k_{pt} = 1,5, đột nhiên phụ tải tăng thêm 75 MW. Hãy tính độ lệch tần số khi

a, không có điều tốc;

b, có điều chỉnh tần số với $k_F = 18$;

c, như trường hợp b, nhưng chỉ có 70 % công suất tham gia điều tốc.

Biết công suất dự trữ nóng của hệ thống là 350 MW.

Giải: a, Độ lệch tần số khi không có điều tốc

$$\Delta f = -\frac{f_n \Delta P}{P_{pt} k_{pt}} = \frac{50.75}{1450.1,5} = -1,724 \text{ Hz}$$

b, Khi có điều tốc:

Tổng công suất của hệ thống kể cả dự trữ

$$P_F = P_{pt} + P_{df} = 1450 + 350 = 1800 \text{ MW}$$

Hệ số dự phòng

$$k_{df} = \frac{P_F}{P_{pt}} = \frac{1800}{1450} = 1,24$$

Độ lệch tần số

$$\Delta f = -\frac{f_n \Delta P}{P_{pt}(k_{df} k_F + k_{pt})} = -\frac{50.75}{1450.(1,24.18 + 1,5)} = -0,109 \text{ Hz}$$

c, Khi chỉ có 70% công suất tham gia điều tốc:

$$k_{F,tb} = 0,7.k_F = 0,7.18 = 12,6$$

Độ lệch tần số

$$\Delta f = -\frac{50.75}{1450.(1,24.12,6 + 1,5)} = -0,151 \text{ Hz.}$$

Ví dụ 5.4: Hệ thống điện gồm 6 tổ máy phát với các thông số cho trong bảng sau:

Máy phát	P_F , MW	Số lượng	k_F
I	200	2	16
II	150	2	19
III	100	2	18

Tổng phụ tải $P_{pt} = 650$ MW với $k_{pt} = 1,5$.

Hỏi cần phải có thêm lượng dự phòng bao nhiêu để khi phụ tải tăng thêm 80 MW tần số không lệch quá - 0,2 Hz so với giá trị định mức?

Giải:

Từ biểu thức $\Delta f = -\dfrac{f_n \Delta P}{P_{pt}(k_{df}k_F + k_{pt})}$

Ta rút ra $k_{df} = -\dfrac{f_n \Delta P}{\Delta f.P_{pt}.k_F} - \dfrac{k_{pt}}{k_{F.tb}}$

Xác định độ dốc trung bình

$$k_{F.tb} = \frac{\sum P_F k_F}{\sum P_F} = \frac{2.200.16 + 2.150.19 + 2.100.18}{2(200+150+100)} = 17,44$$

Vậy hệ số dự phòng

$$k_{df} = \frac{50.80}{0,2.650.17,44} - \frac{1,5}{17,44} = 1,678$$

Tổng công suất cần thiết của hệ thống là

$$P_\Sigma = k_{df}.P_{pt} = 1,678.\ 650 = 1090,6\ \text{MW}$$

Vậy lượng dự phòng cần thêm là

$$P_{df} = P_\Sigma - \Sigma P_F = 1090,6 - 2(200+150+100) = 190,6\ \text{MW}.$$

Bài tập tự giải

1. Một thiết bị có phụ tải phản kháng Q = 316 kVAr, hãy so sánh độ dao động điện áp khi đóng cắt phụ tải trong hai trường hợp:

a) Nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất S = 1,6 MVA;

b) Nếu lò điện được cung cấp từ máy biến áp công suất S = 2,5 MVA;

2. Hệ thống điện có sáu tổ máy phát, trong đó ba tổ máy có công suất $P_F = 200$ MW với độ dốc $k_F = 18$; Các tổ còn lại có $P_F = 300$ MW với $k_F = 19,5$. Phụ tải của hệ thống là $P_{pt} = 860$ MW với $k_{pt} = 1,6$. Hãy tính

toán điều chỉnh sơ cấp sao cho tần số không vượt quá 0,25% so với giá trị định mức.

3. Hệ thống điện có tổng phụ tải là P_{pt} = 2400 MW với độ dốc k_{pt} = 1,6; đột nhiên phụ tải tăng thêm 100 MW. Hãy tính độ lệch tần số khi

a, không có điều tốc;

b, có điều chỉnh tần số với k_F = 19,5;

c, như trường hợp b, nhưng chỉ có 80 % công suất tham gia điều tốc.

Biết công suất dự trữ nóng của hệ thống là 670 MW.

4. Hệ thống điện gồm bảy tổ máy phát với các thông số cho trong bảng sau

Máy phát	P_F , MW	Số lượng	k_F
I	200	3	17,5
II	150	2	18,5
III	100	2	20

Tổng phụ tải P_{pt} = 1250 MW với k_{pt} = 1,6.

Hỏi cần có lượng dự phòng bao nhiêu để khi phụ tải tăng thêm 120MW tần số không lệch quá - 0,15 Hz so với giá trị định mức?

Tóm tắt chương 5

Các chỉ tiêu về chất lượng điện

Độ lệch tần số

Độ lệch điện áp

Dao động điện áp cho phép được xác định:

Độ hình sin.

Điện áp hiệu dụng có thể được xác định theo biểu thức:

$$U_{hd} = \sqrt{U_1^2 + \sum U_k^2}$$

Mức độ hình sin có thể đánh giá theo hệ số:

$$k_{ks} = \frac{U - U_1}{U_1} 100\%$$

** Sự liên hệ giữa phụ tải và tần số*

Khi tần số tăng dẫn đến sự tiêu thụ công suất phản kháng tổng công suất phản kháng tiêu thụ sẽ giảm. Mặt khác do công suất phản kháng của máy phát Q_{Mf} tỷ lệ với bậc hai hoặc bậc ba của tần số (tuỳ thuộc vào sơ đồ kích từ) nên Q_{Mf} tăng nhiều, dẫn đến sự dư thừa công suất phản kháng trong hệ thống.

Ngược lại khi tần số giảm sẽ dẫn đến sự thiếu hụt công suất phản kháng. Nếu không có dự phòng thì máy phát có thể lâm vào tình trạng quá tải.

** Sự liên hệ giữa phụ tải và điện áp*

Sự phụ thuộc giữa công suất tác dụng và điện áp có dạng gần tuyến tính còn sự phụ thuộc giữa công suất phản kháng và điện áp có dạng phi tuyến. Sự phụ thuộc phi tuyến này do những nguyên nhân sau:

- Công suất Q cho từ hóa các động cơ không đồng bộ và máy biến áp giảm xuống rất mạnh khi điện áp U giảm;
- Công suất điện kháng tản của đường dây và MBA tăng khi U giảm;
- Công suất nạp của đường dây giảm theo quan hệ bậc hai khi U giảm, do đó làm tăng phụ tải phản kháng của hệ thống.

Tăng điện áp trong mạng sẽ làm tăng phụ tải tác dụng tổng trong hệ thống. Việc tăng phụ tải tác dụng làm cho tần số giảm, nếu có dự phòng công suất tác dụng các máy tự động điều chỉnh tần số sẽ ngăn chặn việc giảm tần số.

Quá trình điều chỉnh tần số

* Quá trình điều tần cấp I là quá trình biến đổi tức thời công suất phát khi phụ tải thay đổi nhờ các bộ phận điều chỉnh tốc độ của tuabin trong hệ thống.

Lượng thay đổi công suất tác dụng của phụ tải khi tần số thay đổi sẽ là

$$\Delta P_{pt} = + P_{pt} \frac{\Delta f}{f_n} k_{pt}$$

Lượng thay đổi công suất tác dụng của máy phát khi tần số thay đổi sẽ là

$$\Delta P_F = - P_F \frac{\Delta f}{f_n} k_F$$

Lượng thay đổi tần số do phụ tải thay đổi một lượng ΔP bằng

$$\Delta f = - \frac{f_n \Delta P}{P_{pt}(k_{df} k_F + k_{pt})}$$

** Điều chỉnh thứ cấp*

Điều chỉnh thứ cấp còn gọi là điều chỉnh cấp II, là quá trình tăng công suất máy phát điều tần để đưa tần số về trị số định mức.

** Điều chỉnh cấp III* là phân phối lại công suất theo điều kiện tối ưu.

Điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện

** Điều kiện để điều chỉnh điện áp*

- Phải có đủ lượng công suất tác dụng và phản kháng để đáp ứng cho nhu cầu của phụ tải và bù tổn thất.

- Đảm bảo dòng công suất phản kháng trong mạng là nhỏ nhất.

- Khi xét đến điều chỉnh điện áp chúng ta phải chú ý đến các ngưỡng cho phép của độ lệch điện áp tại đầu vào của các hộ dùng điện

** Điều chỉnh điện áp trung tâm*

Trước khi muốn tăng mạnh phụ tải phản kháng tổng của hệ thống cần phải tăng kích từ của tất cả các máy phát lên cao nhất để tránh hiện tượng suy sụp điện áp trong toàn hệ thống.

Điều chỉnh điện áp ở các trạm biến áp

Điều chỉnh điện áp bằng cách thay đổi đầu phân áp của các máy

biến áp. Việc điều chỉnh đầu phân áp cần được thực hiện thường xuyên để đảm bảo mức điện áp trên đầu vào của các hộ dùng điện không vượt quá phạm vi cho phép.

Câu hỏi ôn tập chương 5

1. Các chỉ tiêu cơ bản của chất lượng điện.
2. Sự liên hệ tương hỗ giữa phụ tải và tần số.
3. Sự liên hệ tương hỗ giữa phụ tải và điện áp.
4. Quá trình điều chỉnh tần số cấp I.
5. Quá trình điều chỉnh tần số cấp II và cấp III.
6. Điều chỉnh tần số trong trường hợp sự cố được thực hiện như thế nào?
7. Điều chỉnh điện áp trung tâm.
8. Điều chỉnh điện áp ở các trạm biến áp.

Chương 6

NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN

6.1. Đại cương về độ tin cậy cung cấp điện

Nhiệm vụ cơ bản của hệ thống điện là cung cấp cho các hộ dùng điện đủ số lượng và chất lượng, tuy nhiên, do hàng loại nguyên nhân khác nhau, việc cung cấp điện hoặc bị giảm về số lượng, hoặc bị giảm về chất lượng. Điều đó phụ thuộc vào độ tin cậy của hệ thống điện. Về phần mình, độ tin cậy của hệ thống lại phụ thuộc vào xác suất xảy ra sự cố hỏng hóc của các thiết bị khác nhau trong hệ thống điện.

Hỏng hóc là sự kiện phá vỡ khả năng làm việc bình thường của các phần tử hệ thống. Sự hỏng hóc của các thiết bị dẫn đến sự cố trong mạng điện.

Sự cố là những hỏng hóc ngẫu nhiên của thiết bị, gây gián đoạn cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ. Sự gián đoạn cung cấp điện còn có thể do dự báo nhu cầu năng lượng thiếu chính xác, các hiện tượng thiên nhiên như hạn hán, bão lụt, sấm sét v.v. làm giảm công suất phát của các nhà máy điện và làm giảm khả năng truyền tải điện năng của các phần tử hệ thống điện.

Độ tin cậy cung cấp điện (ĐTCCCĐ) là khả năng hệ thống có thể đảm bảo cung cấp điện liên tục và chất lượng cho các hộ dùng điện. Độ tin cậy trong chừng mực nhất định có thể coi là xác suất bảo toàn cung cấp điện của hệ thống khi xảy ra các hiện tượng khác nhau ảnh hưởng đến tính liên tục và chất lượng cung cấp điện. Độ tin cậy cung cấp điện là một trong những chỉ tiêu quan trọng của hệ thống điện, nó phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố khách quan và chủ quan. Việc tính toán ĐTCCCĐ phải được quán triệt ngay từ khi thiết kế hệ thống điện. Thêm vào đó, trong

quá trình vận hành mạng điện cần phải thường xuyên khôi phục độ tin cậy của từng phần tử và của cả hệ thống. Có hai quan điểm về hồi phục chức năng làm việc của các phần tử là:

- Phát hiện hỏng hóc và tiến hành sửa chữa, khôi phục lại chức năng của thiết bị.

- Phần tử hỏng sẽ bị loại bỏ, thay mới hoàn toàn.

Trong thực tế, phụ thuộc vào vốn đầu tư có thể quan điểm này hay quan điểm kia được ưu tiên, nhưng thường thì người ta kết hợp cả hai quan điểm. Sau đây chúng ta làm quen với một số khái niệm, định nghĩa thường gặp.

Độ tin cậy trên phương diện kinh tế được xem xét theo chỉ tiêu thiệt hại do mất điện. Khi bị ngừng cung cấp điện, tuỳ thuộc vào loại phụ tải sự thiệt hại có thể rất khác nhau. Bài toán xác định thiệt hại do mất điện hết sức phức tạp do có nhiều thiệt hại không thể lượng hoá được trên phương diện kinh tế như uy tín chính trị, ngoại giao, tinh thần v.v. Trên phương diện kinh tế có thể phân biệt những thiệt hại do:

- Ứ đọng vốn đầu tư và tài sản cố định;
- Do hư hỏng sản phẩm;
- Do hư hỏng thiết bị;
- Do đình trệ sản xuất v.v.

Để có thể đánh giá thiệt hại do gián đoạn cung cấp điện dễ dàng người ta phân phụ tải thành năm nhóm:

1. *Nhóm 1* chỉ thiệt hại vì sản xuất bị đình trệ, thiệt hại này do thành phẩm không sản xuất đủ theo yêu cầu. Mức thiệt hại tỷ lệ với thời gian mất điện;
2. *Nhóm 2* không những chỉ thiếu hụt sản phẩm mà còn chủ yếu do quá trình công nghệ bị rối loạn. Để hồi phục đòi hỏi thời gian dài, do đó mức thiệt hại lớn và không tỷ lệ với thời gian mất điện;
3. *Nhóm 3* ngoài việc rối loạn quy trình công nghệ sản xuất còn làm hỏng thành phẩm, do đó làm tăng thiệt hại;

4. *Nhóm 4* khi mất điện làm hư hỏng thiết bị máy móc dẫn đến thiệt hại rất lớn;

5. *Nhóm 5* khi mất điện gây nguy hiểm cho trang thiết bị và con người như gây nổ, cháy v.v.

Những điều trình bày trên đặt cơ sở cho việc xây dựng trình tự cắt phụ tải khi có sự cố trong hệ thống điện với mục tiêu là cực tiểu hoá mức thiệt hại do mất điện. Trong số những nguyên nhân gây gián đoạn cung cấp điện, nguyên nhân do bản thân người vận hành gây nên chiếm tỷ lệ khá lớn, vì vậy việc nâng cao trình độ về lý thuyết và tay nghề cho các nhân viên vận hành là một trong các giải pháp hữu hiệu nâng cao độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống. Hơn thế nữa, vấn đề nâng cao trình độ cho người vận hành không chỉ được thực hiện một lần, mà là thường xuyên, đặc biệt khi một thiết bị mới được đưa vào sử dụng.

6.2. Công tác vận hành đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện

6.2.1. Yêu cầu chung

Một trong những nhiệm vụ quan trọng trong vận hành hệ thống điện là đảm bảo độ tin cậy cho sự hoạt động của các phần tử hệ thống. Dưới góc độ tin cậy, công tác vận hành phải đạt được những yêu cầu cụ thể sau:

- Duy trì đến mức tối đa trạng thái làm việc bình thường của các phần tử;
- Giảm ảnh hưởng của các hỏng hóc đối với chế độ làm việc của hệ thống điện;
- Ngăn chặn những hậu quả của sự cố như làm phân rã hệ thống, suy sụp tần số và điện áp v.v.;
- Giảm đến mức tối thiểu thiệt hại kinh tế do sự cố ngừng cung cấp điện gây nên.

Trong mọi trường hợp nhân viên vận hành cần phải hết sức bình tĩnh, linh hoạt, thao tác rành mạch. Việc loại trừ nhanh sự cố phụ thuộc

nhiều vào sự thao tác nhanh, kịp thời và chính xác của người vận hành. Các nhân viên vận hành nhà máy điện và trạm biến áp tự thực hiện các thao tác cần thiết để loại trừ sự cố, đồng thời thông báo ngay với cấp trên về diễn biến của sự việc. Các điều độ viên mạng điện và hệ thống kiểm tra và giám sát các hoạt động của nhân viên vận hành trong quá trình loại trừ sự cố.

* Khi xảy ra sự cố, trước tiên các cơ cấu tự động thực hiện:

- Cô lập các phần tử bị sự cố ;
- Đóng nguồn dự phòng cung cấp điện cho các hộ dùng điện;
- Tự động điều tần và điều áp cấp I;
- Tự động sa thải phụ tải;
- Tự động tái đồng bộ.

* Sau 3 ph nhân viên vận hành bắt đầu can thiệp vào chế độ:

- Khởi động các tổ máy dự phòng lạnh;
- Phân bố lại công suất tác dụng và phản kháng để không làm sụt áp và quá tải đường dây;
- Điều tần cấp II.

6.2.2. Các hoạt động độc lập của nhân viên vận hành nhà máy điện và trạm biến áp khi xảy ra sự cố

Các hoạt động độc lập khi xảy ra sự cố là các hoạt động do các nhân viên vận hành thực hiện theo quy trình, quy phạm đã xác định tại nơi thao tác mà không cần đến sự ra lệnh, chỉ đạo của cấp trên. Mục tiêu của các hoạt động độc lập là loại trừ nhanh sự đe doạ nguy hiểm đến tính mạng con người và thiết bị, nhanh chóng khôi phục cung cấp điện cho các hộ dùng điện, tách riêng khu vực có sự cố ra khỏi hệ thống. Dưới đây là một số trường hợp cụ thể:

- Khi có sự đe doạ trực tiếp đến tính mạng con người nhân viên vận hành được phép cắt bất kỳ một thiết bị nào có liên quan;

- Trong trường hợp hoả hoạn chỉ được phép tiến hành các biện pháp dập lửa sau khi đã cắt điện;

- Khi hệ thống tự động cắt máy biến áp làm cho sự cung cấp điện bị ngừng trệ cần đóng ngay máy biến áp dự phòng.

Khi đã phát hiện ra thiết bị có sự cố trên phần tử nào đó, cần tiến hành cắt ngay nó ra khỏi mạng điện: đầu tiên là bằng máy cắt, sau đó là dao cách ly. Khi các thiết bị hư hỏng đã được loại ra thì cần tiến hành trả điện lại cho các phần tử còn lại. Cùng với các thao tác mà các nhân viên vận hành được phép thực hiện còn có các thao tác bị cấm vì có thể dẫn đến sự phát triển rộng của sự cố như: đóng đường dây mang tải song song mà chưa kiểm tra sự đồng bộ của chúng; Đóng đường dây bị cắt tự động do thiếu hụt công suất nguồn v.v.

6.3. Sự cố hệ thống và các biện pháp phòng ngừa

6.3.1. Sự cố hệ thống

Nói đến sự cố hệ thống cần phải hiểu đó là những sự cố liên quan đến việc ngừng cung cấp điện của phần lớn thiết bị dùng điện, cũng như sự cố phá hoại sự làm việc song song của các nhà máy điện. Hiển nhiên những thiệt hại do sự cố hệ thống gây ra là rất lớn. Việc ngăn ngừa sự cố trong từng khâu riêng biệt của hệ thống có ý nghĩa hàng đầu để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của toàn hệ thống. Căn cứ vào mức độ nghiêm trọng có thể phân các sự cố hệ thống thành các nhóm sau:

a. Nhóm các sự cố gây phá huỷ hoàn toàn ổn định của hệ thống làm gián đoạn cung cấp điện của các hộ dùng điện, trong đó có cả thiết bị tự dùng của các nhà máy điện. Khi đó điện áp sẽ giảm mạnh và không thể khôi phục lại một cách nhanh chóng.

b. Cũng tương tự như nhóm trên nhưng còn giữ được cung cấp điện cho các hộ tự dùng của các nhà máy điện và một số vùng quan trọng.

c. Nhóm các sự cố làm tách hệ thống ra thành nhiều phần làm việc không đồng bộ, điện áp và tần số trong từng phần hệ thống bị giảm nhiều.

d. Nhóm các sự cố làm mất đồng bộ của một số nhà máy điện lớn của hệ thống nhưng còn giữ được phần lớn nhà máy điện làm việc song song, điện áp và tần số giảm nhiều, một số hộ dùng điện vẫn còn được cung cấp điện.

e. Nhóm các sự cố có liên quan đến việc mất đồng bộ của từng tổ máy hoặc của các nhà máy điện bé.

6.3.2. Các biện pháp phòng ngừa

Loại sự cố đầu tiên đe doạ gây thiệt hại nghiêm trọng cho nền kinh tế quốc dân, vì vậy trong hệ thống phải có các nhà máy điện với những tổ máy cung cấp điện cho các hộ tự dùng, những nhà máy điện này khi có sự cố hệ thống sẽ tách ra làm việc độc lập. Trong điều kiện vừa nêu có thể các nhà máy điện khác bị quá tải gây giảm điện áp và tần số dẫn đến sự cố lan tràn, do đó để tránh hiện tượng này cần phải lưu ý giữ cho áp suất hơi trong các lò của các nhà máy nhiệt điện bình thường và khi cần thiết (lúc áp giảm mạnh) sẽ cắt bớt những tổ máy khác. Cần phải lựa chọn một cách hợp lý để khi tách một phần tổ máy không làm căng thẳng thêm sự thiếu hụt công suất.

Loại sự cố thứ hai làm phá vỡ hoàn toàn ổn định có thể xảy ra vì những nguyên nhân sau:

- Phá hoại ổn định tĩnh của chế độ làm việc bình thường;
- Phá hoại ổn định động khi ngắn mạch;
- Phá hoại ổn định tĩnh trong chế độ sau sự cố.

Trên thực tế, việc sử dụng những biện pháp như bảo vệ rơle tác động nhanh. Giảm tải tự động, hạn chế trị số điện áp vận hành tối thiểu v.v. cho phép khắc phục sự cố làm mất ổn định hệ thống.

Để loại trừ khả năng làm tan rã hệ thống do mất ổn định động cần phải tiếp tục tăng tốc độ cắt sự cố làm sao để tổng thời gian cắt giảm xuống còn 0,04 ÷ 0,08s. Điều này đòi hỏi tăng tốc độ của máy cắt. Các diễn biến của việc loại trừ sự cố hệ thống sẽ nhẹ nhàng hơn nếu dùng các thiết bị tự động điều chỉnh kích từ và tự động giảm tải theo tần số. Các

thiết bị này cho phép ngăn chặn việc giảm áp và tần số trong mỗi phần hệ thống bị tách ra.

Việc phân chia hệ thống thành từng phần tại những điểm phân dòng cho phép khôi phục nhanh chóng hơn, đồng thời cho phép tránh được sự tác động sai của các bảo vệ dẫn đến cắt nhầm một phần hộ dùng điện. Tuy nhiên nếu việc phân chia điểm phân dòng không chính xác có thể dẫn đến sự thiếu hụt công suất trong từng phần của hệ thống. Vì vậy việc phân chia này chỉ nên tiến hành trong những điều kiện nếu không phân chia thì có thể dẫn đến nguy cơ tan rã toàn hệ thống (ngắn mạch trầm trọng không thể cắt nổi) hoặc không thể tạo điều kiện bình thường cho cung cấp điện vì dao động điện kéo dài. Để đảm bảo loại trừ một cách nhanh chóng các sự cố hệ thống làm giảm điện áp và tần số cần có các thiết bị tự động tự hoà điện cho các máy phát của nhà máy điện bị mất đồng bộ bằng cách đóng máy không có kích từ vào lưới.

6.4. Xác định xác suất thiếu hụt công suất

6.4.1. Xác định xác suất giảm công suất vì sự cố

Để xác định xác suất thiếu hụt công suất của các tổ máy hay nhà máy điện (p_{th}) trước hết ta cần xác định xác suất giảm công suất vì sự cố (p_G). Gọi q là xác suất sự cố, một cách gần đúng có thể coi xác suất sự cố

$$q = \frac{T_{SC}}{T_{LV} + T_{SC}} \quad (6.1)$$

trong đó:

T_{SC} - số giờ sự cố (ở trạng thái sự cố hoặc sửa chữa);

T_{lv}- thời gian làm việc bình thường của hệ thống.

Xác suất trạng thái làm việc bình thường p

$$p = 1 - q \quad (6.2)$$

Đối với một nhóm gồm n tổ máy cùng loại với xác suất sự cố của mỗi tổ máy là q_i, xác suất có n_2 tổ máy bị sự cố được xác định theo biểu thức Becnuly:

$$p_n^{n2} = C_n^{n2}.p_i^{n-n2}.q_i^{n2} \quad (6.3)$$

C_n^{n2} - tổ hợp chập n_2 từ n phần tử:

$$C_n^{n2} = \frac{n!}{n_2!(n-n_2)!} \quad (6.4)$$

Giả thiết là các tổ máy làm việc độc lập với nhau mỗi tổ máy có hai trạng thái: làm việc và hỏng hóc.

- Ở trạng thái làm việc tốt với xác suất p, công suất phát P_F bằng công suất khả phát P_{kF} (các tổ máy cũ thường $P_{kF} < P_n$); trong đó P_n là công suất định mức.

- Trạng thái hư hỏng với xác suất là q, công suất phát $P_F = 0$ công suất giảm đi bằng công suất khả phát $P_G = P_{kF}$.

Khi có tổ máy bị sự cố thì công suất phát của nhà máy điện bằng tổng công suất khả phát của nhà máy trừ đi công suất phát của tổ máy bị sự cố.

$$P_{F\Sigma\Sigma} = \sum_{j=1}^{n} P_{kFj} - \sum_{i=1}^{n2} P_{Fi} \quad (6.5)$$

Xác suất trạng thái của nhà máy điện khi có n_1 tổ máy làm việc tốt và n_2 tổ máy bị sự cố ($n = n_1 + n_2$) là:

$$p_{i(G)} = \prod^{n1} p_j \prod^{n2} q_k \quad (6.6)$$

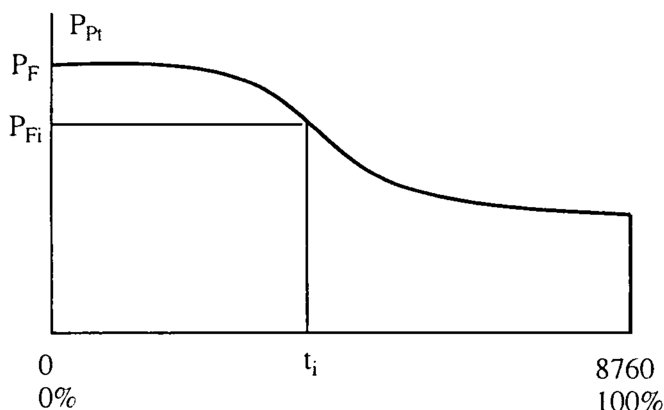
Xác suất này cũng chính là xác suất giảm công suất vì sự cố (chú ý phân biệt hai ký hiệu p (viết thường) là ký hiệu xác suất, còn P (viết in) là ký hiệu công suất tác dụng). Công suất giảm vì sự cố bằng tổng công suất của các máy phát bị hư hỏng

$$P_G = \sum_{i=1}^{n2} P_{Fi}\,. \quad (6.7)$$

Sau khi ta xác định được xác suất giảm công suất vì sự cố ta xác định xác suất thiếu hụt công suất.

6.4.2. Xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn

Xác suất thiếu hụt công suất nguồn là xác suất công suất phát của nhà máy điện nhỏ hơn yêu cầu của phụ tải $p_{(P_F<P_{pt})}$ để xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn trước hết cần phải biết đồ thị phụ tải của hệ thống, đồ thị phụ tải của nhà máy. Giả sử ta có đồ thị phụ tải của hệ thống như hình 6.1.



Hình 6.1. Đồ thị phụ tải của nhà máy điện.

Tương ứng với trục tung của đồ thị phụ tải ta có các giá trị tương ứng của công suất phát P_F của các tổ máy ứng với mỗi trạng thái.

Thời gian t_i tính từ gốc toạ độ đến điểm có phụ tải bằng P_{Fi} chính là thời gian mà phụ tải đỉnh P_{pt} lớn hơn công suất phát.

Như vậy xác suất : $$p_{i(P_F<P_{pt})} = \frac{t_i}{T} \quad (6.8)$$

Ở mỗi trạng thái của nhà máy điện vừa có nguy cơ giảm công suất do sự cố vừa có nguy cơ thiếu hụt công suất nguồn so với phụ tải. Bởi vậy xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái i

$$p_{thi} = p_{i(P_F<P_{pt})} \cdot p_{Gi} \quad (6.9)$$

Tổng xác suất thiếu hụt công suất của tất cả các trạng thái chính là xác suất thiếu công suất của hệ thống gọi là xác suất tích phân thiếu hụt

lượng công suất b và nhiều hơn b

$$J_{th}^{rb} = \sum_{i=1}^{M} p_{thi} \qquad (6.10)$$

trong đó M là số trạng thái.

6.5. Dự phòng công suất

6.5.1. Các loại dự phòng công suất trong HTĐ

Để duy trì điều kiện cung cấp điện năng bình thường cho các hộ dùng điện dự phòng công suất phải linh hoạt, nghĩa là phải đưa vào làm việc nhanh. Cách dự phòng như vậy gọi là "dự phòng nóng" hay còn gọi là dự phòng quay. Dự phòng nóng luôn được nối với hệ thống, tức là với các thiết bị đang làm việc. Ngược lại dự phòng ở các thiết bị không làm việc gọi là dự phòng lạnh. Tính linh hoạt của dự phòng công suất phụ thuộc vào hàng loại yếu tố và trước hết là vào sự làm việc của các thiết bị được tự động hoá và khi không có các thiết bị này thì phụ thuộc vào sự thao tác rành mạch của các nhân viên vận hành. Việc cắt một số phụ tải cũng tương đương với dự phòng nóng, cách làm này không đòi hỏi chi phí, nhưng dĩ nhiên sẽ phải chịu thiệt hại nhất định do mất điện ở các hộ dùng điện bị cắt ra. Dự trữ nóng là dạng công suất dư của các tổ máy phát có trang bị các bộ điều tần. Các máy phát này làm việc với công suất nhỏ hơn công suất khả phát của chúng, công suất dư này có thể được sử dụng tức thời nhờ bộ điều chỉnh tốc độ tự động khi phụ tải tăng vọt. Dự trữ nóng thường tốn kém hơn dự trữ lạnh vì các máy phát phải làm việc với công suất thấp nên không kinh tế. Do vậy trong thực tế người ta chỉ để một số máy ở dạng dự phòng nóng, còn lại là dự phòng lạnh. Việc đặt tỷ lệ dự trữ nóng , lạnh cũng là bài toán tối ưu phức tạp.

Độ tin cậy của hệ thống điện xác định bởi độ tin cậy của các nhà máy điện, trạm biến áp, lưới điện, công suất và phân bố nguồn dự trữ năng lượng. Dự phòng công suất là biện pháp quan trọng để đảm bảo độ tin cậy của nguồn điện và hệ thống. Tổng dự trữ công suất của hệ thống điện là hiệu của tổng công suất khả phát (công suất này nhỏ hơn hoặc

bằng công suất đặt của hệ thống hoặc nhà máy) của hệ thống và phụ tải cực đại năm.

$$R_\Sigma = P_đ - P_M \qquad (6.11)$$

trong đó:

R_Σ - tổng dự trữ công suất của hệ thống;

$P_đ$ - công suất đặt của hệ thống;

P_M - phụ tải cực đại năm.

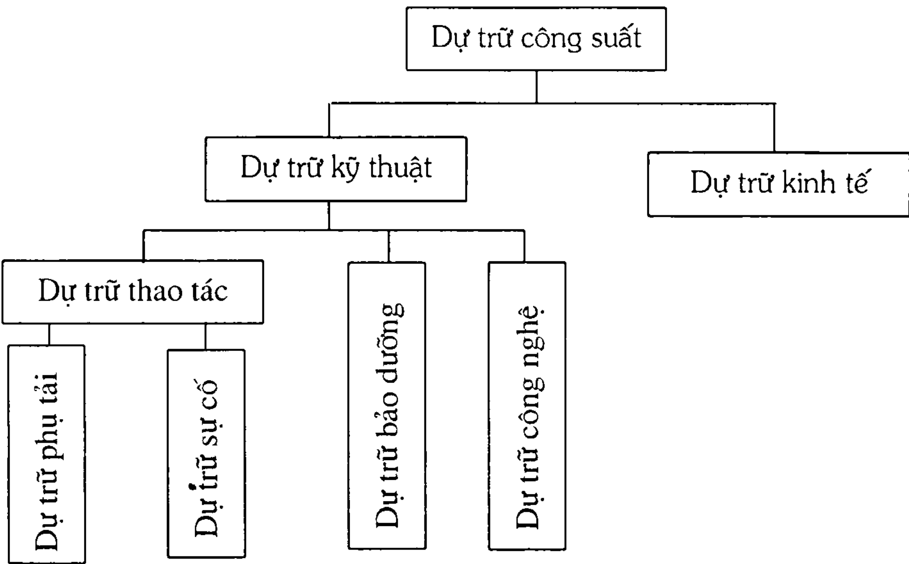
Công suất dự phòng tự do R_{td} là hiệu giữa công suất khả phát P_{kp} của hệ thống và phụ tải trong thời điểm bất kỳ.

$$R_{td} = P_{kp} - P_{pt} \qquad (6.12)$$

Công suất dự phòng vận hành R_{vh} là phần công suất giữa công suất dự phòng tự do có thể sử dụng được trong các tình huống sự cố cụ thể có tính đến khả năng mang tải của thiết bị và sơ đồ lưới điện.

$$R_{Vh} < R_{td} \qquad (6.13)$$

Các loại dự trữ công suất trong hệ thống điện được thể hiện trên sơ đồ hình 6.2.



Hình 6.2. Biểu đồ cấu trúc các loại dự trữ công suất trong HTĐ.

Công suất dự trữ vận hành gồm hai phần: dự trữ nóng và dự trữ lạnh: dự trữ nóng còn gọi là dự trữ quay là dự trữ mà có thể sử dụng được ngay lập tức khi cần thiết thường chiếm vào khoảng 1 ÷ 3% tổng công suất của các tổ máy. Công suất dự trữ của hệ thống điện gồm các loại:

1) *Dự trữ phụ tải* để dự phòng sự tăng bất ngờ của phụ tải, dự trữ này có thể xác định theo biểu thức

$$R_{pt} = 0,01P_M + 1,26\sqrt{P_M}$$

Nhìn chung R_{pt} có giá trị dao động trong khoảng từ (1 ÷ 4%)P_M.

là dự trữ thao tác, tức là dự trữ thao tác chiếm khoảng 5 ÷ 12% phụ tải cực đại, P_M.

2) *Dự trữ sự cố* là hiệu giữa công suất khả dụng của hệ thống và phụ tải cực đại ở thời điểm phụ tải cực đại năm hoặc trong thời gian xét T, cần thiết để bù vào công suất thiếu do sự cố ngẫu nhiên của các tổ máy phát điện hoặc đường dây hệ thống. Dữ trữ này chiếm khoảng 4 ÷ 8% phụ tải cực đại. Tổng của hai loại dự trữ trên gọi là dự trữ thao tác.

3) *Dự trữ bảo dưỡng* là hiệu công suất khả phát của nguồn điện và công suất khả dụng ở thời điểm cực đại năm, dự trữ này khoảng (1,5 ÷ 7%).P_M.

4) *Dữ trữ công nghệ* được dự tính để bù vào sự thiếu công suất phát do thiếu nước ở các nhà máy thủy điện và sự cố kỹ thuật ở các nhà máy nhiệt điện hoặc do nhiên liệu xấu.

Bốn thành phần trên hợp thành dự trữ kỹ thuật.

5) *Dự trữ kinh tế* là sự vượt trước của công suất nguồn so với độ tăng phụ tải tối đa, dự trữ này chiếm khoảng 1 ÷ 2% phụ tải cực đại.

6.5.2. Xác định công suất dự phòng bảo dưỡng.

Dự phòng bảo dưỡng thường xuyên R_{bdn} được xác định theo tiêu chuẩn cho từng loại máy, chủ yếu là nhiệt điện, đó là tỉ lệ phần trăm công suất khả phát trong thời điểm phụ tải cực đại.

- Với nhà máy nhiệt điện ngưng hơi công suất

100 ÷ 300 MW   dự trữ bảo dưỡng chiếm   5 ÷ 5,5%

500 ÷ 1200 MW   khoảng   6 ÷ 7%

Dự trữ cho đại tu được xác định theo công thức:

$$R_{dt} = \frac{\Sigma P_{Fi} t_{dti} - S_h.k}{T_{dt}}, \text{MW} \tag{6.14}$$

trong đó:

P_{Fi} - công suất tổ máy phát thứ i, MW;

T_{dt} - tổng thời gian đại tu trong năm, ngày;

S_h - diện tích hụt của đồ thị phụ tải cực đại tháng so với cực đại năm, (MW.ngày) (hình 6.3). Diện tích S_h được xác định có tính đến khả năng xuất hiện của phụ tải mới và công suất của các nguồn mới được đưa vào vận hành trong năm. S_h có giá trị dao động trong khoảng 7 ÷ 15% tổng diện tích của đồ thị phụ tải.

$$S_h = \sum_{i=1}^{12} (P_M - P_{pti}) T_{thi} \tag{6.15}$$

trong đó:

T_{thi} - số ngày trong tháng thứ i;

k - hệ số sử dụng diện tích, thường lấy khoảng 0,85 ÷ 0,9;

t_{dti}- thời gian cần thiết để bảo dưỡng tổ máy i có giá trị phụ thuộc vào loại máy phát. Đối với nhà máy điện nguyên tử t_{bd} = 45 ngày/năm; đối với nhà máy thuỷ điện t_{bd} = 15 ngày/năm; đối với nhà máy nhiệt điện (xem bảng 6.1.

Bảng 6.1. Thời gian đại tu các tổ máy phát phụ thuộc vào công suất của máy

P_F , MW	t_{dt}, ngày/năm
50 ÷ 200	18
300 ÷ 500	24
600 ÷ 800	30
1200	36

Hình 6.3. Biểu đồ công suất dự trữ trong hệ thống điện.

6.6. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 6.1: Có hai tổ máy phát, tổ máy 1 có công suất P_1 10 MW và xác suất hỏng hóc là $q_1 = 0,01$; tổ máy 2 có công suất $P_2 = 25$ MW với xác suất hỏng hóc $q_2 = 0,02$. Hãy xác định các trạng thái có thể của nhà máy điện.

Giải: Nhà máy có thể có bốn trạng thái sau:

1- Cả hai máy đều chạy tốt;

2 - Máy 1 hỏng và máy 2 tốt;

3- Máy 1 hỏng và máy 2 tốt;

4- Cả hai máy đều hỏng.

Xét trạng thái 1: Xác suất trạng thái 1 là $p_{tt1} = p_1p_2 = 0,99.0,98 = 0,97$ công suất giảm bằng không;

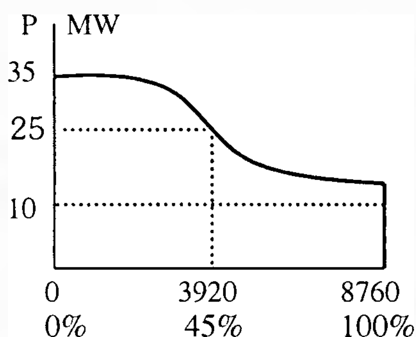
Ở trạng thái 2: Xác suất trạng thái 2 là $p_{tt2} = q_1p_2 = 0,01.0,98 = 0,098$ công suất giảm bằng công suất của tổ máy hỏng, tức là 10 MW. Tính toán tương tự cho các trạng thái khác, kết quả ghi trong bảng 6.1.

Bảng 6.1. Xác suất trạng thái của nhà máy điện

Trạng thái	Công suất phát, MW	Công suất giảm	Xác suất trạng thái
1	10 + 25 = 35	0	0.99.0,98 = 0,97
2	0 + 25 = 25	10	0,01.0,98 = 0,0098
3	10 + 0 = 10	25	0,99.0,02 = 0,0198
4	0 + 0 = 0	10 + 25 = 35	0,01.0,02 = 0,0002

Ví dụ 6.2: Với số liệu như bài 1, biết thêm đồ thị phụ tải hình 6.4. Hãy xác định xác suất thiếu hụt công suất p_{th} của nhà máy.

Giải: Từ đồ thị phụ tải ta xác định thời gian tương ứng của công suất phát ở các trạng thái t_i, từ đó xác định xác suất trạng thái $p_{i(P_F < P_{pt})}$ theo biểu thức (6.8), từ đó xác định xác suất thiếu hụt công suất theo biểu thức (6.9): $p_{thi} = p_{i(P_F < P_{pt})} \cdot p_{Gi}$, kết quả ghi trong bảng 6.2.



Hình 6.4. Đồ thị phụ tải ví dụ 5.2.

Bảng 6.2. Xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy điện

T.thái	P_F , MW	p_{Gi}	t_i , h	$p_{i(P_F < P_{pt})}$	$p_{thi} = p_{i(P_F < P_{pt})} \cdot p_{Gi}$
1	35	0,97	0	0	0
2	25	0,0098	3920	0,45	0,0044
3	10	0,0198	8760	1	0,0198
4	0	0,0002	8760	1	0,0002
				J_{th}^{rb} = 0,0244	

Đáp số: xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy điện là p_{th} = 0,0244.

Ví dụ 6.3: Nhà máy điện có ba tổ máy phát công suất và xác suất hỏng hóc cho trong bảng 6.3, với biểu đồ phụ tải tương ứng cho trong bảng 6.4. Hãy xây dựng xác suất thiếu hụt công suất nguồn, công suất và điện năng thiếu hụt trong năm.

Tổ máy	P_n, MW	q
1	100	0,025
2	150	0,02
3	200	0,03

Bảng 6.3. Biểu đồ phụ tải của nhà máy điện

P, MW	450	400	350	300	250	200	150	100
t, h	3127	4380	6885	7760	8760	8760	8760	8760
t, %	35,7	50	78,6	88,6	100	100	100	100

Giải : Số lượng trạng thái $M_{tt} = 2^3 = 8$, biểu thị trong bảng 6.4.

Trạng thái 1:

Tổng công suất phát ở trạng thái 1, khi cả ba tổ máy làm việc tốt là

$$P_F = 100 + 150 + 200 = 450 \text{ MW}$$

Xác suất giảm công suất vì sự cố chính là xác suất nhà máy điện nhận trạng thái 1 là: $p_{G1} = p_{tt1} = p_1.p_2.p_3 = 0{,}976.0{,}98.0{,}97 = 0{,}024$;

Thời gian phụ tải đạt giá trị 450 là 0 giờ, vậy xác suất công suất phát nhỏ hơn phụ tải là

$$p_{1(P_F<P_{pt})} = \frac{t_1}{T} = \frac{0}{8760} = 0$$

Trạng thái 2: ta xác định được $P_F = 350$;

$$p_{G2} = q_1.p_2.p_3 = 0{,}026.0{,}98.0{,}97 = 0{,}024$$

Xác suất công suất phát nhỏ hơn phụ tải:

$$p_{2<} = p_{2(P_F<P_{pt})} = \frac{t_2}{T} = \frac{3127}{8760} = 0,\ 357$$

Xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái 2:

$$p_{th2} = p_{2<}.p_{G2} = 0,357.\ 0,024 = 0,0086$$

Công suất thiếu hụt:

$$P_{th} = p_{th}.P_G = 0,0086.\ 100 = 0,86\ MW$$

Tính toán tương tự cho các trạng thái khác, kết quả ghi trong bảng 6.4.

Bảng 6.4. Kết quả tính toán ví dụ 3

Trạng thái	Tình trạng các tổ máy			P_F	P_G	p_G	t, h	$p_{i(P_F<P_{pt})}$	p_{th}	P_{th}, MW
1	1	1	1	450	0	0,923	0	0	0	0
2	0	1	1	350	100	0,024	3127	0,357	0,0086	0,86
3	1	0	1	300	150	0,02	4380	0,5	0,01	1,5
4	1	1	0	250	200	0,029	6685	0,786	0,023	0,46
5	0	0	1	200	250	0,0005	7760	0,886	0,00044	0,11
6	0	1	0	150	300	0,0007	8760	1	0,0007	0,21
7	1	0	0	100	350	0,0006	8760	1	0,0006	0,21
8	0	0	0	0	450	0,000015	8760	1	0,000015	0,007
								Σ	0,0433	3,357

Năng lượng thiếu hụt $A_{th} = P_{th}\ .\ T = 3,357.\ 8760 = 29407,32$ MWh

Xác suất tích phân thiếu hụt $J_{th} = 0,0433$

Ví dụ 6.4: Xác định xác suất thiếu hụt công suất của một nhà máy nhiệt điện gồm bốn tổ máy biết công suất và xác suất sự cố của các tổ máy cho trong bảng 6.5.

Bảng 6.5. Số liệu về các tổ máy phát của một nhà máy nhiệt điện

Tổ máy	P_n , MW	Xác suất tin cậy p	Xác suất hỏng hóc q
1	90	0,947	0,053
2	100	0,86	0,14
3	90	0,75	0,25
4	90	0,955	0,045

(Vì các tổ máy phát đều đã cũ nên không thể phát đủ công suất định mức 110 MW).

Giải

a. Trước hết xác định giảm công suất vì sự cố của các tổ máy phát.

Có bốn tổ máy phát nên ta có $M = 2^4$ trạng thái

Thiết lập bảng trạng thái của nhà máy

Bảng 6.7. Các trạng thái của nhà máy

Tổ máy	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9	X_{10}	X_{11}	X_{12}	X_{13}	X_{14}	X_{15}
1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0
2	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	0	0
3	1	1	0	1	1	0	0	1	0	1	1	0	0	1	0
4	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1

Ở bảng 6.7 quy ước trạng thái làm việc tốt ký hiệu số 1, và trạng thái sự cố hay sửa chữa ký hiệu số 0.

Bảng 6.8. Xác suất trạng thái của nhà máy nhiệt điện

Tr. thái	Công suất phát (MW)	Công suất giảm (MW)	Xác suất trạng thái, $p_{tt} = p_G$
X_1	90+100+90+90	0	0,947.0,86. 0,76.0,955 = 0,583
X_2	90+100+90+0	90	0,947.0,86. 0,76.0,045 = 0,0274
X_3	90+100+0+90	90	0,947.0,86. 0,26.0,955 = 0,194
X_4	90+0+90+90	100	0,947.0,14. 0,76.0,955 = 0,094
X_5	0+100+90+90	90	0,053.0,86. 0,76.0,955 = 0,032
X_6	0+100+0+90	90 + 90	0,053.0,86. 0,26.0,955 = 0,01
X_7	90+0+0+90	100 + 90	0,947.0,14. 0,26.0,955 = 0,032
X_8	0+0+90+90	90 + 100	0,053.0,14. 0,76.0,955 = 0,0053
X_9	90+100+0+0	90 + 90	0,947.0,86. 0,26.0,955 = 0,009
X_{10}	0+90+0+90	100+ 90	0,947.0,14.0,76.0,045 = 0,0045
X_{11}	0+100+90+0	90 + 90	0,053.0,86. 0,76.0,045 = 0,0015

Bảng 6.8. *(tiếp theo)*

Tr. thái	Công suất phát (MW)	Công suất giảm (MW)	Xác suất trạng thái, $p_{tt} = p_G$
X_{12}	90+0+0+0	100+90+90	0,947.0,14. 0,26.0,045 = 0,0015
X_{13}	0+100+0+0	90+90 + 90	0,053.0,86. 0,26.0,045 = 0,0005
X_{14}	0+0+90+0	90+100+90	0,053.0,14.0,76.0,045= 0,00025
X_{15}	0+0+0+90	90+100+90	0,053.0,86. 0,14.0,955 = 0,0018
X_{16}	0+ 0+ 0+ 0	90+100+90+90	0,053.0,14.0,26.0,045 ≈ 0
			$\Sigma = 1$

b. Xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn

Dựa vào đồ thị phụ tải năm nhà máy nhiệt điện Phả Lại xác định thời gian tác động của các tổ máy, các kết quả tính toán cho kết hợp trong bảng 6.9

Bảng 6.9. Xác suất thiếu hụt công suất

Tr. thái	P_F , MW	p_{Gi}	t_i , h	$p_{i(P_F<P_{pt})}$	p_{thi}
X_1	370	0,583	0	0	0
X_2	280	0,0274	4000	0,456	0,0125
X_3	280	0,194	4000	0,456	0,088
X_4	270	0,094	4000	0,456	0,042
X_5	280	0,032	4000	0,456	0,014
X_6	190	0,01	4800	0,548	0,0055
X_7	180	0,032	6800	0,776	0,024
X_8	180	0,0053	6800	0,776	0,0041
X_9	190	0,009	4800	0,548	0,0049
X_{10}	180	0,0045	6800	0,776	0,0035
X_{11}	190	0,0015	4800	0,456	0,00068
X_{12}	90	0,0015	8300	0,947	0,0014
X_{13}	100	0,0005	8760	1	0,0005
X_{14}	90	0,00025	8760	1	0,00025

Bảng 6.9. *(tiếp theo)*

Tr. thái	P_F, MW	p_{Gi}	t_i, h	$p_{i(P_F<P_{pt})}$	p_{thi}
X_{15}	90	0,0018	8760	1	0,0018
X_{16}	0	0	8760	1	0
Tổng				J_{th}^{rh} =	0,198

Vậy xác suất thiếu hụt công suất của nhà máy là p_{th} = 0,198

Bài tập tự giải

1. Một nhà máy điện gồm hai tổ máy, biết các số liệu về công suất định mức và xác suất hỏng hóc của các tổ máy cho trong bảng sau

P, MW	100	200
q	0,0223	0,0324

Đồ thị phụ tải biểu thị trong bảng sau:

P, MW	300	200	100
t, h	4560	7600	8760

Hãy xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của nhà máy:

(Xác suất thiếu hụt công suất, công suất thiếu hụt và điện năng thiếu hụt).

2. Hãy xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của nhà máy điện gồm ba tổ máy, biết các số liệu về công suất định mức và xác suất hỏng hóc của các tổ máy cho trong bảng sau

P, MW	100	150	200
q	0,018	0,02	0,023

Đồ thị phụ tải có dạng

P, MW	450	350	300	250	200	150	100
t, h	3500	5660	6800	7500	8000	8760	8760

3.Hãy xác định các chỉ tiêu độ tin cậy của nhà máy điện gồm ba tổ máy, biết các số liệu về công suất định mức và xác suất hỏng hóc của các tổ máy cho trong bảng sau:

P, MW	75	60	50
q	0,025	0,033	0,05

Đồ thị phụ tải có dạng

P, MW	185	135	125	110	75	60	50
t, h	3500	4500	6050	7100	7650	8760	8760

Tóm tắt chương 6

Công tác vận hành đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện

- Duy trì đến mức tối đa trạng thái làm việc bình thường của các phần tử;
- Giảm ảnh hưởng của các hỏng hóc đối với chế độ làm việc của hệ thống điện;
- Ngăn chặn những hậu quả của sự cố như làm phân rã hệ thống, suy sụp tần số và điện áp v.v.;
- Giảm đến mức tối thiểu thiệt hại kinh tế do sự cố ngừng cung cấp điện gây nên.

* Khi xảy ra sự cố, trước tiên các cơ cấu tự động thực hiện:

  - Cô lập các phần tử bị sự cố ;
  - Đóng nguồn dự phòng cung cấp điện cho các hộ dùng điện;
  - Tự động điều tần và điều áp cấp I;
  - Tự động sa thải phụ tải;
  - Tự động tái đồng bộ.

* Sau 3 ph nhân viên vận hành bắt đầu can thiệp vào chế độ:

  - Khởi động các tổ máy dự phòng lạnh;

- Phân bố lại công suất tác dụng và phản kháng để không làm sụt áp và quá tải đường dây;

- Điều tần cấp II.

Các hoạt động độc lập của nhân viên vận hành

Các hoạt động độc lập khi xảy ra sự cố là các hoạt động do các nhân viên vận hành thực hiện theo quy trình, quy phạm;

- Khi có sự đe doạ trực tiếp đến tính mạng con người;

- Trong trường hợp hoả hoạn;

- Khi hệ thống tự động cắt làm cung cấp điện bị ngừng trệ cần đóng ngay máy biến áp dự phòng.

Sự cố hệ thống

a. Nhóm các sự cố gây phá huỷ hoàn toàn ổn định của hệ thống.

b. Cũng tương tự như nhóm trên nhưng còn giữ được cung cấp điện cho các hộ tự dùng của các nhà máy điện và một số vùng quan trọng.

c. Nhóm các sự cố làm tách hệ thống ra thành nhiều phần làm việc không đồng bộ, điện áp và tần số trong từng phần hệ thống bị giảm nhiều.

d. Nhóm các sự cố làm mất đồng bộ của một số nhà máy điện lớn của hệ thống nhưng còn giữ được phần lớn nhà máy điện làm việc song song, điện áp và tần số giảm nhiều, một số hộ dùng điện vẫn còn được cung cấp điện.

e. Nhóm các sự cố có liên quan đến việc mất đồng bộ của từng tổ máy hoặc của các nhà máy điện bé.

Xác định xác suất giảm công suất vì sự cố là xác suất trạng thái của nhà máy điện khi có n_1 tổ máy làm việc tốt và n_2 tổ máy bị sự cố ($n = n_1 + n_2$) là:

$$p_{i(G)} = \prod^{n1} p_j \prod^{n2} q_k$$

Công suất giảm vì sự cố bằng tổng công suất của các máy phát bị hư hỏng

$$P_G = \sum_{i=1}^{n_2} P_{Fi} .$$

Xác định xác suất thiếu hụt công suất nguồn

Xác suất thiếu hụt công suất nguồn là xác suất công suất phát của nhà máy điện nhỏ hơn yêu cầu của phụ tải

$$p_{i(P_F < P_{pt})} = \frac{t_i}{T} ;$$

Xác suất thiếu hụt công suất ở trạng thái i

$$p_{thi} = p_{i(P_F < P_{pt})} \cdot p_{Gi};$$

Các loại dự phòng công suất trong HTĐ

Công suất dự trữ của hệ thống điện gồm các loại:

1. Dự trữ phụ tải để dự phòng sự tăng bất ngờ của phụ tải, dự trữ này có giá tị từ 1 ÷ 4% phụ tải lớn nhất.

2. Dự trữ sự cố là hiệu giữa công suất khả dụng của hệ thống và phụ tải cực đại ở thời điểm phụ tải cực đại.

3. Dự trữ bảo dưỡng là hiệu công suất khả phát của nguồn điện và công suất khả dụng ở thời điểm cực đại.

4. Dữ trữ công nghệ để bù vào sự thiếu công suất phát do thiếu nước ở nhà máy thủy điện và sự cố kỹ thuật ở nhà máy nhiệt điện hoặc do than xấu.

5. Dự trữ kinh tế là sự vượt trước của công suất nguồn so với độ tăng phụ tải tối đa.

Câu hỏi ôn tập

1. Đại cương về độ tin cậy cung cấp điện.
2. Yêu cầu chung về công tác vận hành đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện.
3. Sự cố hệ thống và các biện pháp phòng ngừa.
4. Phương pháp xác định xác suất thiếu hụt công suất.
5. Phương pháp xác định dự phòng công suất trong hệ thống điện.

Modul III

Vận hành các phần tử hệ thống điện

Chương 7

VẬN HÀNH NHÀ MÁY ĐIỆN

7.1. Công tác thử nghiệm và kiểm tra máy phát điện

Công tác kiểm tra máy phát được thực hiện sau khi sửa chữa và trước khi đưa máy phát vào vận hành và kiểm tra máy phát thường xuyên ở trạng thái làm việc.

7.1.1. Công tác thử nghiệm

Máy phát ở trạng thái dự phòng lâu, hoặc sau khi đã hoàn tất các công việc bảo dưỡng, sửa chữa, cần được tiến hành đo điện trở cách điện của mạch stator, mạch kích từ và cách điện của các đường ống dẫn dầu v.v Khi kiểm tra cách điện của cuộn stator với vỏ máy, cần phải đồng thời tiến hành đo điện trở cách điện thanh cái, máy biến áp khối (tự ngẫu), máy biến áp tự dùng bằng Mêgômét 2500 V, chú ý trong lúc đo phải tháo thanh nối đất của máy biến điện áp.

Trị số điện trở cách điện của mạch stator không được nhỏ hơn 10,5 MΩ ứng với nhiệt độ 70^0C, các kết quả thu được cần được so sánh với giá trị đo lần trước để đánh giá chính xác tình trạng của các thiết bị.

Điện trở cách điện của toàn bộ mạch kích từ được đo bằng Mêgômét 500 ÷ 1000 V, giá trị điện trở cách điện không được nhỏ hơn 0,5 MΩ.

Điện trở cách điện của các gối đỡ máy phát điện và máy kích từ khi đã lắp đầy đủ hệ thống ống dẫn dầu, được đo bằng Mêgômét 1000 V, giá trị điện trở cách điện này không được nhỏ hơn 1 MΩ.

Đo điện trở cách điện của các cuộn dây mạch stator và mạch rotor và so sánh với kết quả đo lần trước, nếu điện trở giảm thì cần tìm ra

nguyên nhân để khắc phục.

Đo điện trở mạch kích từ: điện trở cách điện của mạch kích từ không thấp hơn 0,5MΩ đối với mạch kích từ bình thường và 10 kΩ - đối với mạch kích từ ion;

Khi sơ đồ khối đang ở trạng thái tách rời, trưởng kíp điện cùng với nhân viên trực điện chính tiến hành thử nghiệm các thiết bị sau:

+ Mạch điều khiển từ xa của máy cắt;

+ Mạch điều khiển từ xa của thiết bị tự động khử từ trường (TKT) và aptômát đầu cực của máy kích từ dự phòng và kích từ làm việc;

+ Liên động giữa TKT và áptomát đầu cực máy kích từ dự phòng và làm việc;

+ Hệ thống tín hiệu cảnh báo và tín hiệu sự cố;

+ Bộ chỉnh lưu của máy kích từ ;

+ Hệ thống làm mát cho bộ chỉnh lưu;

- Sau khi đã tiến hành thử nghiệm xong, trực ban cần phải kiểm tra:

+ Máy cắt của khối ở trạng thái cắt;

+ Aptomát đầu cực của máy kích từ làm việc và dự phòng đã cắt;

+ Khoá điều khiển ở vị trí cắt và bóng đèn của khoá đã sáng đều.

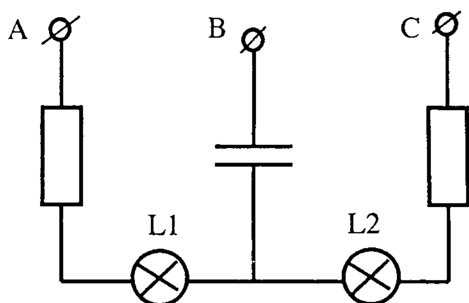
- Trưởng kíp điện ghi vào sổ nhật ký vận hành tất cả các kết quả thử nghiệm thiết bị của máy phát điện và báo cáo kết quả cho trưởng ca, đồng thời báo cáo cho quản đốc phân xưởng điện biết những hư hỏng trong quá trình thử nghiệm.

- Sau khi đã kết thúc công việc xem xét và ghi kết quả vào sổ nhật ký vận hành, trưởng kíp điện báo cho trưởng ca về sự sẵn sàng của máy phát.

7.1.2. Kiểm tra thứ tự pha của máy phát

Sau khi máy phát được bảo dưỡng và sửa chữa xong cần phải tiến hành kiểm tra thứ tự pha của nó. Công việc này được thực hiện với sự trợ giúp của thiết bị chỉ pha như thiết bị И-517 Э-500 ВАФ-85 v.v. Ngoài ra có thể áp dụng sơ đồ chỉ thứ tự pha như hình 7.1

Khi mắc vào mạng, bóng đèn ở pha nào chậm hơn so với pha có điện dung thì sẽ sáng hơn; Ví dụ nếu đèn L_2 sáng hơn L_1 thì thứ tự của các pha tương ứng sẽ là A, B, C như hình 7.1.



Hình 7.1. Sơ đồ bộ chỉ thứ tự pha.

7.1.3. Kiểm tra trước khi khởi động máy phát

a) Kiểm tra sau sửa chữa bảo dưỡng

Sau khi đã sửa chữa bảo dưỡng, máy phát được kiểm tra với khối lượng sau:

- Hoàn tất các công việc sửa chữa, lắp ráp máy phát điện, kết thúc công việc nối sơ đồ nhất thứ, nhị thứ của máy kích từ và các thiết bị kiểm tra, đo lường.

- Hoàn thành các biên bản về lắp máy kèm theo các phụ lục biên bản của quá trình lắp ráp, các biên bản thử nghiệm và tài liệu lắp ráp.

- Kiểm tra độ kín của máy phát điện, cùng với hệ thống dầu, khí.

- Kiểm tra sự hoàn chỉnh mọi yêu cầu về kỹ thuật an toàn và chống cháy nổ.

- Kiểm tra độ làm việc tin cậy của tất cả các thiết bị kiểm nhiệt.

- Kiểm tra áp lực và độ tuần hoàn của dầu ở tất cả các gối đỡ và hệ thống dầu chèn trục rotor, nhiệt độ của dầu phải nằm trong giới hạn $24 \div 45°C$.

- Kiểm tra và xác định chắc chắn là mạch kích từ máy phát điện cũng như mọi thiết bị thao tác của máy phát phải ở vị trí cắt, hệ thống chổi than ở cổ góp rotor đã được lắp đặt đúng.

- Khi xem xét kiểm tra hệ thống tự động khử từ trường (TKT), cần đặc biệt xem xét kỹ tình trạng của khối tiếp điểm, cuộn đóng cuộn cắt, chỉ được đóng TKT vào để thử khi rotor máy phát điện đang đứng yên và áptomat

đầu vào của hệ thống kích từ làm việc và kích từ dự phòng đang ở vị trí cắt.

- Kiểm tra sự tháo dỡ của các biển báo cho phép làm việc, nếu cần thiết thì phải treo các biển báo hiệu thích hợp khác.

- Cùng với việc kiểm tra máy phát điện, cần phải kiểm tra tất cả các máy biến áp điện lực.

- Khi tiến hành xem xét hệ thống bảo vệ rơle cần phải kiểm tra tình trạng kẹp chì của các rơle, trạng thái của "con bài" khối thí nghiệm cũng như trạng thái của con nối bảo vệ.

- Nếu như trong thời gian máy đang ngừng làm việc mà có tiến hành các công việc sửa chữa trong mạch điện cao áp, thì cần phải kiểm tra độ làm việc chính xác và tin cậy của hệ thống hoà đồng bộ và xác định thứ tự pha của cả mạch nhất thứ và nhị thứ. Công việc kiểm tra này do nhân viên thí nghiệm điện tiến hành.

b) Kiểm tra mức độ sẵn sàng của máy phát

Việc kiểm tra mức độ sẵn sàng của máy phát bao gồm những công việc sau:

- Quan sát tình trạng bên ngoài của các bộ phận, khi tiến hành xem xét vỏ máy phát điện cần chú ý các điều sau:

+ Tình trạng của bản thân máy phát điện;

+ Tình trạng của các bulông ở mặt bích hai phía và nắp các gối đỡ;

+ Trạng thái các máy bơm của hệ thống khí làm mát và hệ thống dầu chèn;

+ Trạng thái của mặt bích nối trên các đường ống khí, dầu và nước;

- Kiểm tra các vòng tiếp xúc và các thiết bị chổi than, cần chú ý các điều sau đây:

+ Các chổi than trong các hộp giữ phải có thể tự do di chuyển trong các hộp này;

+ Trạng thái của chổi than không được mòn quá, phải cao hơn thành các hộp ít nhất là 3 đến 4 mm, không cho phép chổi vẹt không đều;

+ Các dây dẫn chổi than phải có tiếp xúc tốt, chắc chắn và không được chạm vào các vỏ thiết bị của hệ thống chổi than, tất cả các thiết bị này đều sạch sẽ nguyên vẹn;

- Kiểm tra mức độ sẵn sàng của hệ thống dầu;
- Kiểm tra độ sẵn sàng của hệ thống làm mát;
- Kiểm tra mức dầu, áp suất dầu và nhiệt độ của nó.

Trước lúc khởi động cần phải kiểm tra:

- Dầu vào gối đỡ và chèn trục phải chạy bình thường vào ống xả.
- Đã chạy bơm làm mát khí, các bộ làm mát khí đã đầy nước, van đẩy đã mở.
- Thực hiện các yêu cầu kỹ thuật về đảm bảo tự động tăng áp lực dầu chèn cao hơn lực khí H_2 trong máy từ $0,5 \div 0,7$ kG/cm^2 và áp lực dầu nén phải duy trì trong giới hạn $1,2 \div 1,4$ kG/cm^2.
- Khởi động máy phát điện chỉ được tiến hành khi áp lực của H_2 trong vỏ máy không thấp hơn 2,5 kG/cm^2.

7.1.4. Kiểm tra máy phát ở trạng thái vận hành

Các công việc kiểm tra khi máy phát đang vận hành do trưởng ca cùng thợ máy thực hiện không ít hơn một lần trong ngày. Khi máy phát đang vận hành cần thực hiện các quan sát sau:

- Có hay không sự xuất hiện tia lửa ở cổ góp của máy kích từ không;
- Độ mòn của hệ thống chổi;
- Độ rung của các ổ bi;
- Độ ồn của máy phát;
- Nhiệt độ của ổ bi và hệ thống làm mát;
- Áp suất của dầu.

7.2. Khởi động tổ máy phát và khối

Khởi động tổ máy phát là hệ thống thao tác theo trình tự được tiến hành bởi nhân viên hoặc thiết bị điều khiển tự động. Khi khởi động tổ máy cần chú ý đến điều kiện gia nhiệt đồng đều của các tổ máy. Những thao tác quan trọng trong quá trình khởi động gồm: chẩn bị, khởi động lò hơi, v.v.

7.2.1. Công tác chuẩn bị khởi động máy phát

1) Nguyên tắc chung

- Khởi động máy phát điện cũng như chạy thử tổng hợp phải tuân theo chương trình thử nghiệm đã được đại diện của nhà chế tạo thông qua, đồng ý.

- Tất cả mọi công việc có liên quan đến khởi động và chạy thử tổng hợp chỉ được tiến hành dưới sự chỉ đạo, giám sát và hướng dẫn của người chỉ huy.

- Chỉ cho phép vận hành các thiết bị sau khi đã hoàn thành mọi công việc hiệu chỉnh và hoàn chỉnh mọi biên bản và phụ lục của các công việc này cũng như các công việc kiểm tra và thử nghiệm.

- Trưởng kíp điện sau khi nhận lệnh của trưởng ca về việc chuẩn bị khởi động máy phát điện thì cần phải:

+ Kiểm tra theo sổ sách xem xét các phiếu công tác cấp cho việc sửa chữa máy phát điện và các thiết bị của máy đã được trả hết chưa.

+ Kiểm tra xem đã tháo hết dây ngắn mạch chưa (kiểm tra theo sổ nhật ký vận hành và trên thực tế ở chỗ đã đấu hết bảo vệ và nối đất).

+ Kiểm tra tất cả mọi ghi chép trong sổ nhật ký sửa chữa và nhật ký hệ thống mạch nhị thứ để xem xét đã tiến hành sửa chữa những gì, những công việc này đã xong chưa và theo kết quả sửa chữa thì đã có đủ điều kiện để cho máy phát vào làm việc chưa.

+ Xem xét tất cả mọi thứ có liên quan đến máy phát điện các thiết bị của máy, kiểm tra độ tin cậy và mức độ sẵn sàng để khởi động chưa

của các thiết bị sau đây: máy phát điện, hệ thống khí làm mát và các thiết bị của hệ thống này, hệ thống dầu khí, hệ thống cầu thanh cái trong ống và các thiết bị đấu nối vào nó, hệ thống hàng kẹp của mạch nhị thứ, bảng điều khiển, bảng bảo vệ và kích từ máy phát.

Đặc biệt phải xem xét độ nguyên vẹn và sạch sẽ của các thiết bị ở hệ thống chổi than, không có sự rò rỉ trên các bình làm mát khí, không còn các nối tắt, tiếp địa, không có tạp vật, khoá phải chắc chắn, mạch nhị thứ đã hoàn tất, và không còn "con bài" nào của hệ thống bảo vệ chưa được nâng lên.

Máy phát điện chỉ được khởi động sau khi làm xong các việc dưới đây:

2) Công tác chuẩn bị

Công việc chuẩn bị phải được tiến hành chu đáo, xem xét các tổ máy và thiết bị phụ, kiểm tra sự hoàn hảo của các thiết bị và hệ thống điều khiển tự động, đưa các thiết bị vào vị trí sẵn sàng.

a. Đối với lò hơi: khi chuẩn bị cần:

- Tiến hành chất đầy nước và hệ thống sinh hơi;
- Đóng các cửa nắp trên đường khói và thông gió;
- Kiểm tra sự hoạt động của các van an toàn và của dụng cụ đo nước;
- Đặt các van của sơ đồ khởi động vào vị trí;
- Đánh dấu vị trí các mốc kiểm tra sự giản nở của các ống góp và bao hơi;
- Kiểm tra khả năng cấp hơi từ nguồn ngoài.

b. Đối với tuabin

- Kiểm tra hoạt động của các aptômát an toàn;
- Kiểm tra tình trạng của hệ thống dầu và bơm dầu;
- Kiểm tra sự dịch chuyển của các van stop và van điều chỉnh;
- Kiểm tra thiết bị quay trục;
- Tiến hành sấy đường ống.

7.2.2. Khởi động lò hơi

Việc khởi động lò hơi (nhóm lò) bắt đầu từ thao tác đốt nhiên liệu, nhóm lò tạo thành ngọn lửa ổn định trong buồng lửa. Khi tiến hành nhóm lò cần phải có các biện pháp bảo vệ bộ quá nhiệt khỏi bị nóng quá mức. Ở các lò có bao hơi, bảo vệ được thực hiện bằng cách cho nước đi qua hệ thống tuần hoàn với số lượng chiếm khoảng 30% lưu lượng nước định mức. Tiến hành kiểm tra sự giản nở của các ống góp và bao hơi theo các mốc đã định.

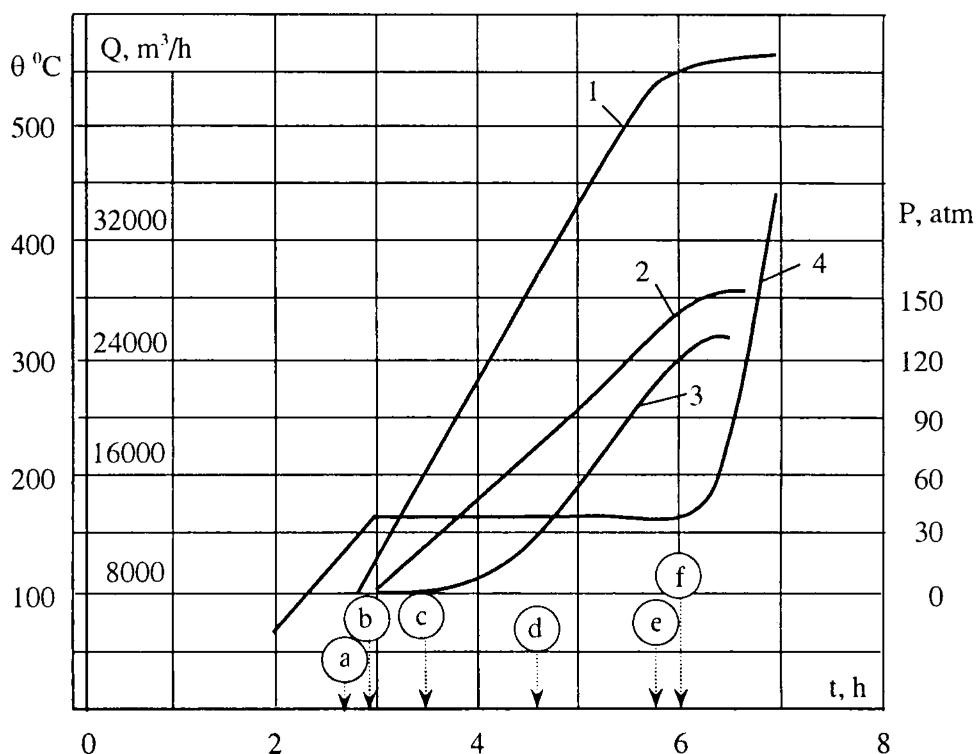
Khi phụ tải nhiệt của buồng lửa đạt đến 30% giá trị định mức, sẽ chuyển sang đốt nhiên liệu chính. Áp lực ở ống góp hơi ra được đưa lên đến giá trị định mức ở cuối giai đoạn khởi động.

Sự khởi động tuabin được bắt đầu bằng việc đưa hơi qua các van điều chỉnh và xung động rotor. Quá trình sấy tuabin được diễn ra khi tăng dần lưu lượng hơi và tăng dần số vòng quay của rotor sao cho tốc độ tăng nhiệt không vượt quá giá trị cho phép.

7.2.3. Khởi động khối từ trạng thái lạnh

Sau khi hoàn tất các thao tác chuẩn bị cần tiến hành các thao tác:

- Mở bơm dầu khởi động;
- Mở bơm tuần hoàn;
- Đưa nước vào bình ngưng;
- Mở ejectơ để hút không khí trong bình ngưng và đưa hơi vào chèn tua bin;
- Nâng dần chân không;
- Cho nước vào lò hơi đến mức khởi động;
- Đóng van không khí và van nước;
- Mở van cắt, van bảo vệ và van điều chỉnh trên đường hơi chính giữa lò và tuabin;
- Đặt lò vào tình trạng chân không cùng tuabin;
- Lò hơi được chất đầy nước nóng $70 \div 90^0C$.



Hình 7.2. Chế độ khởi động tổ máy từ trạng thái lạnh:
1- nhiệt độ; 2- nhiệt độ hơi; 3- áp suất; 4- lưu lượng
a- đốt vòi phun; b- đóng van xả không khí; c- đóng đường nước đọng của bộ quá nhiệt bức xạ; d- xả dàn ống; e- nối với ống hơi; f- mang tải.

Khi xuất hiện chân không thì quá trình hoá hơi trong lò bắt đầu xảy ra. Hơi có nhiệt độ thấp được đưa vào đường hơi chính và qua tuabin vào bình ngưng, quá trình gia nhiệt bắt đầu.

Khi lò hơi đã được nhóm, quá trình hoá hơi diễn ra mạnh hơn, trong đường hơi xuất hiện áp suất dư. Nhiên liệu được điều chỉnh sao cho áp lực trong lò hơi không tăng quá nhanh. Thường đảm bảo sự tăng tuyến tính của nhiệt độ bảo hoà trong bao hơi với tốc độ khoảng 1 ÷ 1,5^{0}C/ph.

Khi áp lực dư của hơi trước tuabin không lớn lắm (0,2 ÷ 0,3 MPa) thì sẽ xảy ra sự quay tự phát của rotor tuabin do sự tác động của hơi. Lúc

này cần đặc biệt theo dõi việc đưa nhiên liệu vào các vòi phun và theo dõi sự tăng của áp lực trong đường hơi, vì điều đó liên quan đến sự tăng tần số quay của rotor tuabin. Việc tăng tần số quay không được diễn ra quá nhanh. Khi tốc độ quay gần tốc độ định mức thì hệ thống điều khiển tuabin bắt đầu hoạt động. Việc tăng tốc độ quay được thực hiện nhờ thiết bị đồng bộ. Lúc đó sự tăng tiếp áp lực trong đường hơi sẽ không ảnh hưởng đến tốc độ của rotor tuabin nữa.

Khi việc điều chỉnh chế độ buồng lửa đã đạt được các thông số hơi cần thiết để hoà đồng bộ, máy phát bắt đầu được mang tải (khi khởi động khối những thông số này thường thấp hơn các thông số định mức).Sau khi các quy trình kiểm tra của các aptômát an toàn của tuabin được hoàn tất, máy phát được nối nối vào lưới và tuabin bắt đầu mang tải. Việc tăng tải tiếp theo được tiến hành theo quy trình với sự tăng tương ứng của các thông số hơi. Biểu đồ các thông số và các thao tác trong quá trình khởi động tổ máy được thể hiện trên hình 7.2.

Cơ cấu tự động điều chỉnh kích từ (TĐCKT) phải luôn luôn ở trạng thái sẵn sàng. Khi cắt dòng điện ngắn mạch, nếu không sử dụng các biện pháp đặc biệt thì sự phục hồi từ thông diễn ra sẽ khá chậm và có thể dẫn đến sự mất đồng bộ nếu momen cơ của động cơ sơ cấp lớn hơn mômen điện từ. Chức năng cơ bản của cơ cấu tự động điều chỉnh kích từ là nhanh chóng khôi phục suất điện động của máy phát nhằm tăng mômen điện từ và tạo ra công suất phản kháng để ngăn chặn sự suy giảm điện áp. Chính vì lẽ đó mà cơ cấu TĐCKT cần phải luôn được mắc trong mạng để có thể nhanh chóng khắc phục sự cố.

Với mục đích nâng cao độ tin cậy của nhà máy nhiệt điện và duy trì quá trình công nghệ sản xuất điện năng trong trường hợp cơ cấu kích từ bị ngừng hoạt động do sự cố, ở các máy phát luôn được lắp thêm hệ thống kích từ dự phòng. Nhiệm vụ của cơ cấu kích từ dự phòng là thay thế cơ cấu kích từ chính khi cần thiết, thường nó chỉ được thiết kế để làm việc tạm thời, bởi vậy máy phát chỉ được khởi động với cơ cấu kích từ chính.

7.3. Hoà máy phát vào mạng

Khi đóng máy phát vào làm việc song song với mạng điện hoặc với các máy phát khác thường xuất hiện dòng điện cân bằng có thể gây hư hỏng cho máy, đồng thời làm giảm điện áp trong mạng, làm tăng tổn thất. Bởi vậy quá trình hoà đồng bộ máy phát phải được thực hiện sao cho ảnh hưởng của dòng điện này nhỏ nhất đến mức có thể, quá trình diễn ra càng nhanh càng tốt.

7.3.1. Phương pháp hoà đồng bộ

Trong thực tế hiện nay có hai phương pháp hoà đồng bộ được áp dụng là phương pháp đồng bộ chính xác và phương pháp tự đồng bộ.

1) Phương pháp đồng bộ chính xác

Theo phương pháp này máy phát được kích từ và tăng tốc độ quay gần bằng tốc độ đồng bộ. Thời điểm đóng đồng bộ vào mạng được chọn bởi nhân viên vận hành hoặc do thiết bị tự động theo các điều kiện:

- Vận tốc góc ω_1 của máy phát bằng vận tốc ω_2 của hệ thống;
- Điện áp của máy phát bằng điện áp hệ thống;
- Thứ tự các pha trùng nhau.

Nếu các điều kiện trên thoả mãn thì dòng cân bằng sẽ không xuất hiện. Tuy nhiên việc thực hiện chính xác các điều kiện trên là rất khó khăn, bởi vậy thường lúc đóng máy phát vào hệ thống vẫn có dòng cân bằng xuất hiện.

2) Phương pháp tự đồng bộ

Trước hết ta cần đóng vào mạch rotor máy phát một điện trở dập tắt và chuẩn bị đưa cơ cấu tự động điều chỉnh kích từ vào làm việc. Trường hợp không có nó thì biến trở trong mạch kích từ được đặt ứng với vị trí không tải. Sau đó với sự trợ giúp của động cơ sơ cấp, máy phát được quay không có kích từ, khi tốc độ quay đạt giá trị 96 ÷ 98% tốc độ đồng bộ, thì đóng máy phát vào làm việc song song và liền sau đó là đóng kích từ. Máy phát tự mình hoà vào đồng bộ. Sự đóng có thể tiến hành ở độ

trượt ± 5 ÷ 10%.

Ưu điểm của phương pháp tự đồng bộ là:

- Thao tác đơn giản;
- Quá trình diễn ra tự động;
- Loại trừ khả năng đóng nhầm;
- Quá trình đóng diễn ra rất nhanh (3 ÷ 5 s) so với phương pháp đồng bộ chính xác (5 ÷10 ph).

7.3.2. Khởi động máy phát điện và hoà vào lưới

Trưởng ca nhà máy điện, khi nhận được báo cáo của trưởng kíp điện rằng máy phát điện đã sẵn sàng khởi động sẽ ra lệnh khởi động máy.

Khi máy phát điện đã bắt đầu nâng tốc độ quay lên đến 100 ÷ 300 vg/ph thì máy phát điện và mọi thiết bị của nó đều được coi là đã có điện áp. Từ lúc này nghiêm cấm làm bất cứ việc gì ở máy trừ những việc mà quy phạm an toàn cho phép.

Khi tăng tốc độ vòng quay của máy phát điện thì phải chú ý đến vòng quay tới hạn ở 1500 vg/ph lúc này có thể xuất hiện sự rung nguy hiểm cho máy. Cho nên cần thiết phải vượt qua trị số vòng quay này càng nhanh càng tốt.

Khi quay xung động tuabin và tăng vòng quay của nó đến trị số định mức, nhân viên trực chính cần phải theo dõi:

- Xem có tiếng kêu gõ đặc biệt không? Khi thấy máy có hiện tượng không bình thường nói trên cần nhanh chóng ngừng máy lại để sửa chữa khắc phục.

- Sự làm việc của hệ thống bôi trơn, các gối đỡ và các dầu chèn lưu lượng phải vừa đủ, độ chênh áp lực của dầu, khí H_2 trong máy phát điện phải ở trong giới hạn 0,5 ÷ 0,7 kG/cm^2 và phải được tự động duy trì do bộ điều chỉnh chênh áp lực.

- Sự làm việc tối ưu của các bộ làm mát khí, nhiệt độ của nước ở đầu vào và của H_2 cần phải duy trì trong giới hạn.

- Độ rung của gối đỡ không được lớn hơn 0,03 mm.

- Không có sự rò rỉ H_2 từ máy phát ra.

Sau khi máy phát đã đạt được tốc độ quay định mức và sau khi nhận được tín hiệu sẵn sàng hoà vào lưới thì cần phải điều chỉnh sơ đồ khối và các sơ đồ các máy biến điện áp theo phương thức vận hành quy định.

Hoà vào lưới điện do trưởng kíp tiến hành theo lệnh của trưởng ca về nâng điện áp, lấy đồng bộ và hoà vào lưới. Trước lúc nâng điện áp của máy phát trưởng kíp điện phải chuẩn bị sơ đồ kích từ theo quy trình vận hành các máy kích từ làm việc dự phòng. Tốc độ nâng điện áp của máy phát điện không hạn chế dù là khởi động từ trạng thái lạnh hay trạng thái nóng.

Các Ampermét đặt ở stator dùng để kiểm tra các sai sót trong sơ đồ điện của máy phát điện, trong quá trình nâng điện áp, nếu có sai sót (thí dụ các thiết bị đóng vào máy phát bị chập mạch), trong trường hợp này phải cắt kích từ và kiểm tra lại sơ đồ điện của máy phát điện. Chỉ số Ampermét của rotor và kilôvônmét của stator khi máy phát đã được kích thích cần phải tăng lên đều đặn.

Nghiêm cấm tăng dòng điện của rotor cao hơn mức cho phép trong khi máy chạy không tải và tốc độ quay của tuabin ở trị số định mức. Khi đã nâng điện áp của máy phát điện lên trị số định mức, trưởng kíp điện cần phải kiểm tra:

+ Sự làm việc của chổi than.

+ Nhiệt độ của nước làm mát và khí H_2.

+ Tất cả các thiết bị đấu nối vào thanh cái của máy phát điện.

+ Loại trừ các hư hỏng trong hệ thống kích từ, kiểm tra cách điện của mạch kích từ bằng vôn kế kiểm tra.

Sau khi đã xem xét xong thì bắt đầu hoà điện vào hệ thống. Sau khi máy phát đã được hoà vào hệ thống, cần phải báo cáo cho trưởng ca biết máy đã được đóng vào làm việc song song với lưới. Bằng cách điều chỉnh

kích từ và điều chỉnh tốc độ tuabin, xác lập chế độ công suất tác dụng và phản kháng theo biểu đồ do trưởng ca quy định, phụ tải phản kháng cần phải được tăng theo phụ tải tác dụng. Trong trường hợp sự cố, cần đưa bộ tự động điều chỉnh kích từ (TĐK) và "cường hành" kích từ vào làm việc. Trong quá trình này cần phải theo dõi chặt chẽ chỉ số của các đồng hồ tác dụng, không cho phép máy phát điện chuyển chế độ khi non kích từ.

7.4. Chuyển đổi chế độ làm việc của máy phát

7.4.1. Chuyển máy phát sang các chế độ làm việc bù đồng bộ

Các máy phát nhiệt điện công suất 100 ÷ 200 MW vào giờ thấp điểm của biểu đồ phụ tải đôi khi sẽ kinh tế hơn nếu để chúng làm việc tạm thời ở chế độ máy bù đồng bộ với các tham số thấp và lượng hơi nước ít so với việc dừng và sau đó khởi động lại. Trong nhiều trường hợp do yêu cầu phải giữ điện áp của hệ thống ở mức xác định, một số máy phát phải chuyển sang làm việc ở chế độ bù đồng bộ bằng cách ngừng cung cấp môi năng cho tuabin. Đối với tuabin nước sau đó chân không bị cắt bỏ và nếu bánh xe làm việc đặt dưới mức nước hạ lưu thì tiến hành đẩy nước ra khỏi buồng bằng áp suất không khí. Đối với tuabin hơi, không nên để cho tuabin quay quá lâu ở chế độ không hơi nước để đề phòng khả năng cháy cánh quạt của rotor. Gần đây người ta đã nghiên cứu biện pháp ngăn ngừa sự quá nhiệt của rotor bằng cách cấp cho tuabin một lượng nhỏ hơi nước, khi chuyển máy phát sang chế độ bù đồng bộ mà không cần phải cắt ra khỏi tuabin.

Việc điều chỉnh phụ tải phản kháng của máy phát ở chế độ bù đồng bộ được tiến hành bằng cách thay đổi dòng điện ở rotor. Trong trường hợp này dòng điện của stator và rotor không được vượt quá trị số cho phép.

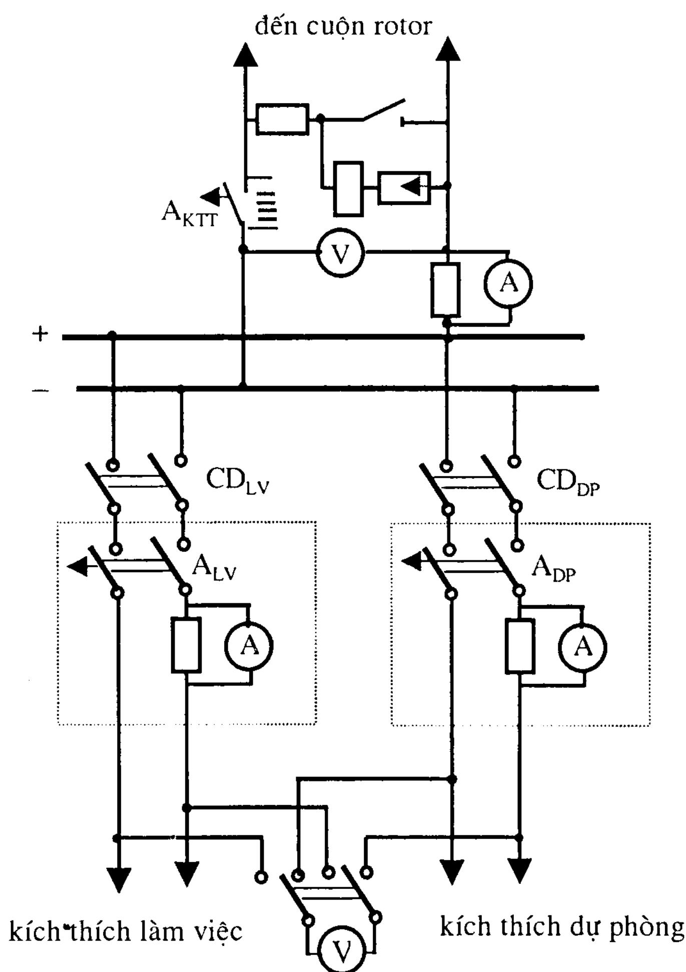
7.4.2. Chuyển đổi hệ thống kích từ chính (kích từ làm việc) sang hệ thống kích từ dự phòng việc và ngược lại

Việc chuyển đổi hệ thống kích từ chính sang hệ thống kích từ dự

phòng được thực hiện bằng hai cách:

* Cách thứ nhất: Đóng kích từ dự phòng vào làm việc song song với kích từ đang làm việc, có nghĩa là không cắt kích từ khỏi máy phát, sau đó cắt kích từ làm việc ra khởi sơ đồ;

* Cách thứ hai: Cắt kích từ chính và đóng kích từ dự phòng (sau khi thiết bị khử từ trường đã được cắt) và chuyển sang chế độ không đồng bộ.



Hình 7.3. Sơ đồ chuyển đổi kích từ.

Trong cả hai trường hợp máy phát không phải cắt ra khỏi mạng. Ưu điểm của phương pháp thứ nhất là không đòi hỏi phải giảm phụ tải của máy phát. Nhược điểm của nó là chế độ làm việc song song của kích từ với các đặc tính khác nhau có thể gây ra dòng điện cân bằng, dẫn đến sự đánh lửa trên cổ góp của kích từ. Vì vậy thời gian thực hiện không được diễn ra quá lâu (không quá 2 ÷ 3 s). Đối với các máy phát làm việc với dòng kích từ lớn, việc chuyển đổi kích từ được thực hiện bằng aptômát. Sơ đồ chuyển đổi kích từ được thể hiện trên hình 7.3.

Theo phương pháp thứ hai, khi chuyển máy phát từ kích từ này sang kích từ kia sẽ không thể xuất hiện dòng điện cân bằng, nhưng việc chuyển máy phát về chế độ không đồng bộ chỉ cho phép khi phụ tải không quá 20 ÷ 40% giá trị định mức. Trong đa số các trường hợp nếu việc chuyển đổi kích từ diễn ra không quá 10 s và chế độ không đồng bộ không gây ra sự tác động của các bảo vệ thì cho phép máy phát mang tải 70 ÷ 80% giá trị định mức đối với tuabin có rotor rèn liền. Khi chuyển đổi trạng thái kích từ, cần kiểm tra các cực cho phù hợp. Điện áp ở kích từ làm việc được điều chỉnh ứng với từng loại sơ đồ kích từ cụ thể.

Khi chuyển từ trạng thái làm việc sang trạng thái dự phòng mà không cắt kích từ khỏi máy phát, cần phải chỉnh định điện áp trên kích từ dự phòng cao hơn 10% so với điện áp ở cổ góp của rotor. Sau khi kiểm tra sự đồng cực của các kích từ làm việc và dự phòng bằng Vônmét, tiến hành đóng kích từ dự phòng vào thanh cái bằng aptomat hoặc cầu dao rồi liền đó không quá 3 s, cắt kích từ làm việc. Nếu cần thiết có thể điều chỉnh kích từ bằng biến trở shun của kích từ dự phòng.

Khi chuyển đổi từ kích từ này sang kích từ khác mà có cắt chúng ra khỏi máy phát, phụ tải của máy phát cần giảm đến giá trị cho phép ở chế độ không đồng bộ. Tiến hành các thay đổi cần thiết trong sơ đồ làm việc của tuabin và lò hơi. Kích từ được đóng vào sẽ được kích đến điện áp như đối với trường hợp chuyển đổi mà không cắt chúng khỏi máy phát. Cắt aptomát khử từ trường, sau đó cắt kích từ cũ khỏi máy phát và đóng

kích từ mới vào, tiếp đó đóng áptomát khử từ rồi tiến hành điều chỉnh kích từ máy phát với kích từ mới.

7.5. Các thao tác loại trừ sự cố trong nhà máy điện

7.5.1. Công tác loại trừ sự cố trong sơ đồ chính của nhà máy điện

Sự cố trong sơ đồ chính của nhà máy điện là loại sự cố hết sức trầm trọng và nguy hiểm vì nó thường dẫn đến giảm công suất của máy phát, giảm tần số, phá vỡ chế độ làm việc song song của các tổ máy phát, trực tiếp phá vỡ sự cân bằng công suất trong hệ thống. Vì vậy người kỹ sư trực trạm phải thông báo kịp thời tiến trình loại trừ sự cố cho điều độ viên. Trưởng ca trực tiếp thực hiện các thao tác loại trừ sự cố dưới sự chỉ đạo của kỹ sư trực ban. Sự mất điện trên thanh cái chính của nhà máy điện xảy ra thường do ngắn mạch trên các phần tử của thanh cái hoặc do máy cắt của các lộ ra không làm việc khi có sự cố ngắn mạch.

Trong trường hợp đó bảo vệ so lệch sẽ tác động, một phần hoặc toàn bộ nhà máy điện có thể bị tách ra khỏi hệ thống và làm việc ở chế độ thiếu hoặc thừa công suất phát. Bởi vậy nhân viên vận hành cần nhanh chóng tiến hành các biện pháp điều chỉnh tần số và điện áp trong giới hạn cho phép. Kiểm tra nguồn tự dùng của nhà máy điện.

Nếu nhà máy điện bị tách ra khỏi hệ thống mà thiếu công suất phát và tần số giảm đến giá trị khởi động của bộ phận điều chỉnh tần số thì một phần phụ tải sẽ bị cắt tự động. Nhân viên vận hành cần đưa máy phát dự phòng vào hoạt động và tận dụng tối đa khả năng quá tải của máy phát. Trong bất cứ trường hợp nào cũng phải duy trì nguồn tự dùng của nhà máy.

Nếu sự cố xảy ra ngay trên thanh cái chính thì cần tiến hành chuyển tất cả các điểm nối sang thanh cái dự phòng.

Ở các nhà máy điện có khối máy phát - máy biến áp, nếu khối này bị cắt bởi tác động của bảo vệ rơle thì có thể do sự cố trong máy phát,

máy biến áp, hoặc ở các phần tử khác của khối. Nếu nhà máy điện không khối thì máy phát có thể bị cắt do sự phân phối lại phụ tải giữa các tổ máy còn làm việc. Trong trường hợp này cần điều chỉnh hợp lý phụ tải giữa các tổ máy phát.

7.5.2. Các trường hợp ngừng tuabin khẩn cấp

Tuabin cần phải được dừng khẩn cấp khi có những biểu hiện bất bình thường trong quá trình vận hành:

- Có sự phá hoại chân không.
- Áp lực dầu bôi trơn giảm thấp đến 0,3 kG/cm^2.
- Áp lực dầu trong hệ thống điều chỉnh giảm xuống đến 10 kG/cm^2.
- Dầu bị cháy mà không có khả năng dập tắt đám cháy ngay được.
- Rotor tuabin bị di trục 1,2 mm về phía máy phát hoặc 1,7 mm về phía xilanh cao áp.
- Tốc độ rung tăng đột ngột lên một lượng 20 μm ở gối 1 và 2,3 μm ở gối 3 và 4.
- Độ chênh áp lực dầu và H_2 giảm hơn mức cho phép.
- Xuất hiện ma sát kim loại rõ ràng ở trong tuabin, trong máy phát hoặc khi xuất hiện các tia lửa bắn ra từ các ổ chèn dầu của tuabin.
- Nhiệt độ dầu trên đường xả ra từ một gối trục bất kỳ của tuabin đột ngột tăng đến 75^{0}C hoặc từ gối trục đó có khói bay ra.
- Xuất hiện khói lửa từ máy phát.
- Tốc độ quay của tuabin tăng quá 3300 vg/ph.
- Chân không bị giảm đến 540 mmHg.
- Mức dầu trong bể dầu giảm thấp hơn mức giới hạn 5 vạch theo bộ chỉ báo mức dầu.
- Tất cả các bơm dầu của hệ thống dầu chèn máy phát bị ngừng.
- Mất nước làm mát máy phát.
- Các độ dãn nở tương đối của rotor cao áp và hạ áp đến các trị số không cho phép.

7.5.3. Đảm bảo độ tin cậy cho sơ đồ tự dùng của nhà máy điện

Tự dùng nhà máy nhiệt điện là một thành phần tối quan trọng vì nó đảm bảo cho toàn bộ quá trình hoạt động sản xuất điện của nhà máy. Tất cả các thiết bị của hệ thống tự dùng được chia làm hai loại: Loại quan trọng là các thiết bị mà nếu ngừng hoạt động thì sẽ làm ngừng hoạt động của toàn bộ nhà máy điện hoặc làm giảm sản lượng điện phát ra; loại bình thường là loại thiết bị mà nếu tạm ngừng một thời gian cũng không làm ảnh hưởng đáng kể đến sự hoạt động của nhà máy điện. Nguồn tự dùng thường được lấy từ các máy phát lớn. Độ tin cậy của hệ thống tự dùng được đảm bảo bởi các biện pháp sau:

- Phân đoạn hệ thanh cái, mỗi phần thanh cái được cung cấp từ không dưới hai nguồn;
- Áp dụng hệ thống tự động đóng dự phòng;
- Các động cơ của cơ cấu tự dùng đồng chức năng (hút khói, quạt lò v.v.) được phân bố theo các ngăn khác nhau để nếu như một trong các ngăn bị sự cố thì sẽ không dẫn đến sự ngừng toàn bộ thiết bị;
- Ở các nhà máy điện lớn cần sử dụng máy biến áp tự dùng dự phòng nối với hệ thống chung.

7.5.4. Thao tác dừng tổ máy

Việc dừng tổ máy có thể là do sự cố hoặc theo quy trình vận hành (sửa chữa trung, đại tu v.v.) Việc dừng bình thường được tiến hành theo lệnh của người điều độ hệ thống hoặc theo lệnh của kỹ sư trực. Dừng sự cố được thực hiện khi có hỏng hóc hoặc khi thiết bị bảo vệ tác động. Khi dừng bình thường tổ máy trước hết cần giảm dần phụ tải sau đó ngắt máy.

Thao tác ngắt với lò hơi gồm các công việc:

- Đóng các van lò đường hơi sau khi ngừng cấp nhiên liệu, ngắt tuabin được thực hiện bằng cách đóng van Stop. Ngắt máy phát bằng cách mở máy cắt.

Trong điều kiện vận hành có thể có trường hợp sự tháo tải xảy ra do các nguyên nhân không có liên quan gì đến tổ máy hoặc khối cả, ví dụ như sự cố hư hỏng ở mạng điện bên ngoài. Để máy không bị ngắt trong trường hợp này, cần phải có khoá liên động giữ cho máy phát làm việc ở chế độ không tải, điều đó cho phép đóng lại tải nhanh chóng sau khi sự cố được khắc phục.

Việc dừng tổ máy phát vì lý do bảo dưỡng định kỳ được thực hiện theo kế hoạch đã định trước. Ở các nhà máy nhiệt điện quá trình làm việc và dừng các tổ máy phải được thực hiện theo chỉ thị của hệ thống điều độ quốc gia, vào mùa khô do sự giảm công suất phát ở các nhà máy thuỷ điện, nhà máy nhiệt điện phải làm việc đầy tải, vì vậy mà hầu như tất cả tổ máy đều đưa vào vận hành, còn khi sang mùa mưa việc cung cấp điện lại ưu tiên nhà máy thuỷ điện, nên trong thời gian này ở nhà máy nhiệt điện có thể dừng một số tổ máy để tiến hành các công việc sửa chữa trung và đại tu. Lịch sửa chữa đại tu tổ máy là 4 năm 1 lần và thời gian thực hiện là 3 tháng, còn sửa chữa trung tu thì 2 năm 1 lần với thời gian thực hiện là 1 tháng. Như vậy cứ 2 lần trung tu thì sẽ có một lần đại tu.

7.6. Sấy máy phát điện

7.6.1. Nguyên tắc chung

Theo quy trình vận hành máy điện, các máy phát điện và máy bù đồng bộ điện áp dưới 15 kV có thể đóng vào mạng không cần sấy nếu thoả mãn ba điều kiện sau :

- Điện trở cách điện của các cuộn dây stator (quy về nhiệt độ 75^0C) sau 60s kể từ khi cấp điện áp không thấp hơn giá trị R_{60}, xác định theo biểu thức

$$R_{60} = \frac{U_n}{1000 + 0{,}01P_n} \text{ , M}\Omega \text{ ;}$$

trong đó:

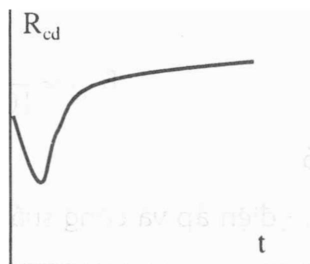
U_n và P_n - điện áp và công suất định mức của máy phát, (V) và (kW);

- Hệ số hấp phụ không nhỏ hơn 1,2 ;
- Hệ số phi tuyến (tỷ số giữa điện trở cách điện ứng với điện áp chỉnh lưu $0{,}5U_n$ trên điện trở cách điện ứng với điện áp chỉnh lưu $2{,}5U_n$) không lớn hơn 1,3.

Ngoài các trường hợp trên, tất cả các máy điện khi đưa vào vận hành từ trạng thái dự phòng hoặc sau sửa chữa đại tu, cần phải được kiểm tra cách điện và sấy. Quá trình sấy máy điện có thể được thực hiện theo các phương pháp: tủ sấy, tổn thất trong lõi thép của stator, phương pháp đốt nóng bằng dòng điện một chiều hoặc phương pháp đốt nóng bằng dòng ngắn mạch 3 pha (đối với máy phát thuỷ điện). Các loại máy điện công suất lớn thường được sấy bằng phương pháp tổn thất trong lõi thép và phương pháp dòng điện một chiều, phương pháp dòng điện ngắn mạch 3 pha thường được áp dụng trong điều kiện vận hành, khi cách điện bị ẩm không nhiều.

Việc đuổi không khí ẩm ra khỏi máy trong quá trình sấy có thể thực hiện với sự trợ giúp của các máy quạt. Nhiệt độ cực đại trong quá trình cần được điều chỉnh trong phạm vi gần giới hạn nhiệt độ cho phép ứng với loại cách điện sử dụng trong các cuộn dây, nhìn chung không thấp hơn 80^0C. Tốc độ tăng nhiệt không quá 5^0C/h.

Sự thay đổi điện trở cách điện trong quá trình sấy được thể hiện trên hình 7.4. Đầu tiên giá trị điện giảm do sự mềm hoá cách điện, sau đó sẽ tăng dần đến giá trị xác lập. Trong quá trình sấy cần tiến hành kiểm tra điện trở cách điện R_{60} khoảng 2 h một lần, đối với máy lớn kiểm tra 2 ÷ 3 lần mỗi ngày. Quá trình sấy sẽ kết thúc nếu điện trở cách điện không thay đổi trong vòng 5 h ứng với nhiệt độ xác lập.



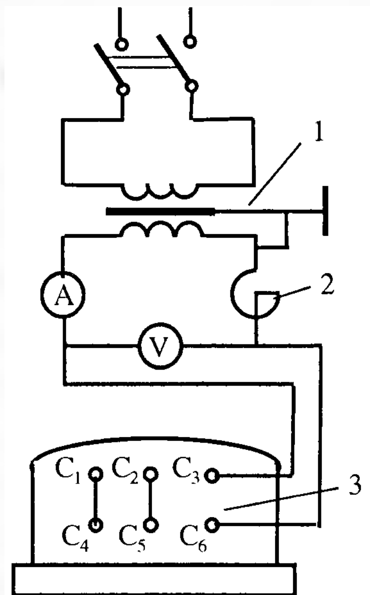
Hình 7.4. Sự thay đổi của điện trở cách điện trong quá trình sấy.

7.6.2. Phương pháp dùng tủ sấy

Nhiệt năng cung cấp cho tủ sấy có thể là hơi nước hoặc dùng điện. Khí nóng trong tủ được lưu thông với sự trợ giúp của các máy quạt. Nhiệt độ trong tủ có thể kiểm tra bằng nhiệt kế hoặc thiết bị đo từ xa. Phương pháp sấy này có ưu điểm là đơn giản và tin cậy nhưng tiêu tốn nhiều năng lượng và thời gian sấy dài.

7.6.3. Sấy bằng dòng điện

Quá trình sấy bằng dòng điện được thực hiện bằng cách cấp cho cuộn dây dòng điện áp thấp, khi chạy trong cuộn dây dòng điện sinh ra một lượng nhiệt làm tăng nhiệt độ và sấy cuộn dây. Theo phương pháp này điện năng tiêu thụ sẽ không nhiều do sự đốt nóng trực tiếp cuộn dây làm hơi nước thoát ra mạnh. Nhiệt độ đốt nóng có thể thay đổi bằng cách điều chỉnh cường độ dòng điện trong cuộn dây. Nếu dùng dòng điện một chiều thì chỉ cuộn dây có điện được đốt nóng, còn nếu dùng dòng điện xoay chiều thì nhiệt năng sẽ được toả ra ở tất cả các cuộn dây có mạch khép kín. Sơ đồ mạch điện sấy máy điện được thể hiện trên hình 7.5.



Hình 7.5. Sơ đồ sấy bằng dòng điện:
1- máy biến áp hàn;
2- cuộn kháng điện;
3- stator máy điện sấy.

Quá trình sấy máy phát bằng dòng ngắn mạch 3 pha được thực hiện khi máy đang quay với tốc độ định mức. Dòng điện sấy được lấy từ nguồn khác, các cuộn dây của rotor được nối ngắn mạch. Sự điều chỉnh nhiệt độ được thực hiện bằng cách điều chỉnh cường độ dòng điện kích từ, tăng dần đến giá trị cần thiết. Điện trở của cuộn dây stator khi sấy bằng phương pháp dòng điện không được nhỏ hơn 0,05 MΩ, còn điện trở của cuộn dây rotor không nhỏ hơn 2 MΩ. Dòng điện sấy có thể lấy bằng $1,5.I_n$ nếu sấy trong khoảng thời gian 1 h và bằng dòng định mức nấu sấy trong vòng 2 h.

7.6.4. Sấy bằng phương pháp cảm ứng

1) Phương pháp tổn thất trong lõi thép của stator

Phương pháp này sử dụng nguồn nhiệt tạo ra bởi dòng điện xoáy trong lõi thép của stator. Sơ đồ sấy được thể hiện trên hình 7.4. Cuộn dây sấy, còn gọi là cuộn từ hoá, được lồng trong rãnh stator, khi được cấp nguồn, một từ thông sẽ sinh ra dòng điện xoáy đốt nóng lõi thép. Thông thường quá trình sấy được thực hiện không có rotor, bởi vì sự có mặt của rotor sẽ gây cản trở cho việc lắp đặt cuộn dây từ hoá và gây phức tạp cho quá trình sấy vì cứ sau mỗi 30 ph lại phải quay rotor đi 180^0 để tránh sự uốn rotor. Trước khi sấy cần phải kiểm tra cẩn thận vì nếu có vật thể kim loại nằm trong rãnh stator thì sẽ dẫn đến ngắn mạch và làm hỏng lõi thép. Do cuộn dây từ hoá làm việc trong môi trường nhiệt độ cao nên phụ tải chỉ lấy bằng 60% giới hạn cho phép ứng với tiết diện dây dẫn lựa chọn.

2) Phương pháp tổn thất trong vỏ máy

Phương pháp sấy cảm ứng có thể thực hiện bằng cách quấn trên vỏ máy một số vòng dây và cấp cho nó nguồn điện xoay chiều điện áp thấp. Lúc này vỏ của máy điện có chức năng như cuộn dây thức cấp được nối ngắn mạch của máy biến áp khô (cuộn sơ cấp chính là các vòng dây quấn quanh vỏ). Vỏ của máy sẽ được nung nóng bởi dòng điện cảm ứng sinh ra trong nó. Để tăng cường sự đối lưu không khí, máy điện khi sấy nên ở trạng thái quay.

3) Tính toán cuộn dây sấy cảm ứng

Suất điện động của cuộn dây từ hoá xác định theo biểu thức

$$E = k_e U$$

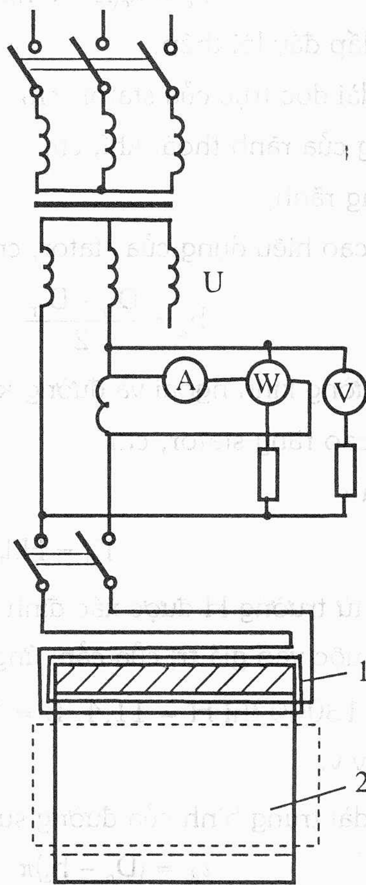
trong đó: U - điện áp cấp cho cuộn dây từ hoá, V;

k_e- hệ số tính đến độ rơi điện áp trong cuộn dây, có thể lấy giá trị trong bảng 7.1.

Bảng 7.1. Giá trị các hệ số phụ thuộc vào vật liệu làm vỏ máy

Hệ số	Vỏ bằng gang	Vỏ nhôm	Không vỏ
k_e	0,7 ÷ 0,8	0,8 ÷ 0,9	1,1 ÷ 1,15
cosφ	0,2 ÷ 0,4	0,1 ÷ 0,2	0,1 ÷ 0,2

Giá trị lớn được lấy ứng với máy có công suất cao.



Hình 7.6. Sơ đồ sấy máy phát theo phương pháp tổn thất trong lõi thép stator:
1- cuộn dây sấy;
2- stator máy phát.

Số vòng dây cần thiết của cuộn từ hoá

$$\omega = \frac{E.10^8}{222B_aF_c}$$

trong đó: B_a- giá trị thực tế của cảm ứng từ

$$B_a = \frac{B}{k_s}$$

k_s - hệ số từ tản có giá trị trong khoảng 1,15 ÷ 1,3 (giá trị lớn ứng với công suất nhỏ);

B - cảm ứng từ có giá trị 12000 ÷ 20000 (giá trị lớn ứng với máy công suất thấp);

F_c - diện tích mạch từ:

$$F_c = k_c(L - b.n)h_a$$

k_c - hệ số lấp đầy lõi thép;

L - chiều dài dọc trục của stator, cm;

b - bề rộng của rãnh thoát khí, cm;

n - số lượng rãnh;

h_a - chiều cao hiệu dụng của stator, cm;

$$h_a = \frac{D_n - D_{tr}}{2} - h_r$$

D_n, D_{tr} - đường kính ngoài và đường kính trong của lõi thép satator, cm;

h_r - chiều cao răng stator, cm.

Lực từ hoá :

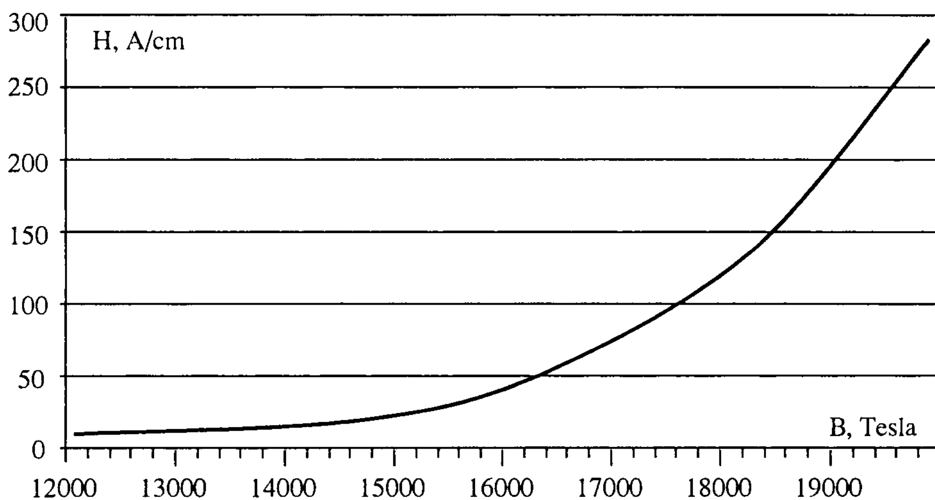
$$F_\mu = H.l_{tb}$$

Cường độ từ trường H được xác định theo biểu đồ hình 7.7 hoặc tra bảng 7.2 phụ thuộc vào giá trị của cảm ứng từ B_a.

Ví dụ B = 13000 thì H = 11,4; B = 13100 thì H = 11,8; B = 13200 thì H = 12,2 v.v.

l_{tb} - chiều dài trung bình của đường sức :

$$l_{tb} = (D_n - h_a)\pi$$



Hình 7.7. Đường cong phụ thuộc của cường độ từ trường H =f(B_a).

Bảng 7.2. Cường độ từ trường H phụ thuộc vào B_a, (A/cm)

B_a, Tesla	0	100	200	300	400	500	600	700	800	900
12000	8,43	8,66	8,91	9,18	9,46	9,76	10,1	10,4	10,7	11
13000	11,4	11,8	12,2	12,6	13,0	13,4	13,8	14,3	14,8	15,3
14000	15,8	16,4	17,1	17,8	18,6	19,5	20,5	21,5	22,6	23,8
15000	25,0	26,4	27,9	29,5	31,1	32,8	34,6	36,6	38,8	41,2
16000	43,7	46,3	49,1	52,2	55,3	58,8	62,3	66,0	69,8	73,3
17000	77,6	82,0	86,3	90,7	96,3	101	106	111	116	122
18000	128	134	142	146	152	159	166	173	180	188
19000	197	206	216	226	236	246	256	268	282	296

Dòng từ hoá của cuộn dây

$$I = \frac{F_\mu}{\omega}, A$$

Công suất từ hoá $S = U.I.10^{-3}$, kVA

$P = S.\cos\varphi$, kW

Hệ số cosφ có giá trị trong khoảng 0,2 ÷ 0,4 (bảng 7.1).

Tiết diện dây dẫn từ hoá

$$F = \frac{I}{j}, \text{ mm}^2$$

j - mật độ dòng điện (A/mm^2) lấy giá trị trong khoảng 3,5 ÷ 5 đối với dây đồng và 2 ÷ 3 đối với dây nhôm.

7.7. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 7.1. Hãy tính toán sấy cảm ứng cho một máy điện công suất 7 kW, vỏ bằng gang, biết kích thước như sau

	Kích thước, cm						
Tham số	D_n	D_{tr}	L	b	h_r	n	B, Tesla
Giá trị	25	15	30	2	2,6	4	19000

Giải

Trước hết ta chọn điện áp sấy là 220 V

Suất điện động của cuộn dây từ hoá với hệ số k_e = 0,8

$$E = k_eU = 0{,}8.220 = 176 \text{ V}$$

Chiều cao hiệu dụng của stator, cm ;

$$h_a = \frac{D_n - D_{tr}}{2} - h_r = \frac{25 - 15}{2} - 2{,}6 = 2{,}4 \text{ cm}$$

Diện tích mạch từ

$$F_c = k_c(L - b.n)h_a = 0{,}9(30 - 2.4).2{,}4 = 47{,}52 \text{ cm}^2$$

Giá trị thực tế của cảm ứng từ

$$B_a = \frac{B}{k_s} = \frac{19000}{1{,}25} = 15200$$

Số vòng dây cần thiết của cuộn từ hoá

$$\omega = \frac{E.10^8}{222B_aF_c} = \frac{176.10^8}{222.15200.47{,}52} = 109{,}75 \approx 110 \text{ vòng}$$

Ứng với giá trị của B_a= 15200, tra bảng 7.2 xác định cường độ từ trường H =27,9 A/cm

Chiều dài trung bình của đường sức

$$l_{tb} = (D_n - h_a)\pi = (25 - 2,4).3,14 = 70,96 \text{ cm}$$

Lực từ hoá

$$F_\mu = H.l_{tb} = 27,9.70,96 = 1980 \text{ A}$$

Dòng từ hoá của cuộn dây

$$I = \frac{F_\mu}{\omega} = \frac{1980}{110}, = 18 \text{ A}$$

Công suất từ hoá

$$S = U.I.10^{-3} = 220.18.10^{-3} = 3,96 \text{ kVA}$$

Tiết diện dây dẫn từ hoá bằng đồng với j = 3,5 A/mm^2 là

$$F = \frac{I}{j} = \frac{18}{3,5} = 5,15 \text{ mm}^2$$

Chọn tiết diện dây là F_{Cu}= 6 mm^2

Bài tập 7.1. Hãy tính toán sấy cảm ứng cho một máy điện công suất 63 kW, vỏ bằng gang, biết kích thước như sau:

	Kích thước, cm						
Tham số	D_n	D_{tr}	L	b	h_r	n	B, Tesla
Giá trị	55	38	60	3,5	4	6	15000

Tóm tắt chương 7

Kiểm tra mức độ sẵn sàng của máy phát

- Quan sát tình trạng bên ngoài của các bộ phận;
- Kiểm tra độ sẵn sàng của hệ thống dầu;
- Kiểm tra độ sẵn sàng của hệ thống làm mát;
- Đo điện trở cách điện của các cuộn dây mạch stator, mạch rotor và kích từ;
- Kiểm tra mức dầu, áp suất và nhiệt độ của dầu.

Kiểm tra máy phát ở trạng thái vận hành:

- Sự xuất hiện tia lửa ở cổ góp của máy kích từ; Độ mòn của hệ thống chổi; Độ rung của các ổ bi; Độ ồn của máy phát; Nhiệt độ của ổ bi và hệ thống làm mát; Áp suất của dầu.

Khởi động lò hơi (nhóm lò): Trước hết tiến hành kiểm tra sự dãn nở của các ống góp và bao hơi theo các mốc đã định. Khi phụ tải nhiệt của buồng lửa đạt đến 30% định mức sẽ chuyển sang đốt nhiên liệu chính.

Phương pháp hoà đồng bộ: Phương pháp đồng bộ chính xác và phương pháp tự đồng bộ

Thao tác dừng tổ máy: Thao tác ngắt với lò hơi gồm các công việc:

- Đóng các van lò đường hơi sau khi ngừng cấp nhiên liệu ngắt tuabin được thực hiện bằng cách đóng van Stop. Ngắt máy phát bằng cách ngắt máy cắt.

Chuyển máy phát sang các chế độ làm việc bù đồng bộ bằng cách ngừng cung cấp môi năng cho tuabin

Chuyển đổi hệ thống kích từ chính (kích từ làm việc) sang hệ thống kích từ dự phòng việc và ngược lại có thể thực hiện bằng hai cách:

* Cách thứ nhất: Đóng kích từ dự phòng vào làm việc song song với kích từ đang làm việc, sau đó cắt kích từ làm việc ra khởi sơ đồ;

* Cách thứ hai: Cắt kích từ chính và đóng kích từ dự phòng và chuyển sang chế độ không đồng bộ.

Công tác loại trừ sự cố trong sơ đồ chính của nhà máy điện được thực hiện dưới sự chỉ đạo của kỹ sư trực ban. Trong trường hợp một phần hoặc toàn bộ nhà máy điện bị tách ra khỏi hệ thống nhân viên vận hành cần nhanh chóng tiến hành các biện pháp điều chỉnh tần số và điện áp trong giới hạn cho phép. Kiểm tra nguồn tự dùng của nhà máy điện.

Tuabin cần phải được dừng khẩn cấp khi có những biểu hiện bất bình thường trong quá trình vận hành:

Tự dùng nhà máy nhiệt điện là một thành phần tối quan trọng vì nó đảm bảo cho toàn bộ quá trình hoạt động sản xuất điện của nhà máy. Độ tin cậy của hệ thống tự dùng được đảm bảo bởi các biện pháp phân đoạn hệ thanh cái; Áp dụng hệ thống tự động đóng dự phòng;

Thao tác dừng sự cố được thực hiện khi có hỏng hóc hoặc khi thiết bị bảo vệ tác động. Khi dừng bình thường tổ máy trước hết cần giảm dần phụ tải sau đó ngắt máy.

Sấy máy điện

- Điện trở cách điện của các cuộn dây stator (quy về nhiệt độ 75^0C) sau 60 s phải không nhỏ hơn giá trị $R_{60} = \dfrac{U_n}{1000 + 0{,}01P_n}$, MΩ;

- *Phương pháp dùng tủ sấy*

- *Sấy bằng dòng điện*

Quá trình sấy bằng dòng điện được thực hiện bằng cách cấp cho cuộn dây dòng điện áp thấp, khi chạy trong cuộn dây dòng điện sinh ra một lượng nhiệt làm tăng nhiệt độ và sấy cuộn dây. Có thể sấy bằng dòng điện một chiều hoặc dòng xoay chiều

- *Sấy bằng phương pháp cảm ứng*

* *Phương pháp tổn thất trong lõi thép của stator* sử dụng nguồn nhiệt tạo ra bởi dòng điện xoáy trong lõi thép của stator.

* *Phương pháp tổn thất trong vỏ máy* được thực hiện bằng cách quấn trên vỏ máy một số vòng dây và cấp cho nó nguồn điện xoay chiều điện áp thấp.

** Tính toán cuộn dây sấy cảm ứng*

Sđđ	Số vòng dây	Cảm ứng từ	Stđ	Dòng từ hoá	Công suất	Tiết diện dây dẫn
k_eU	$\omega = \frac{E.10^8}{222B_aF_c}$	$B_a = \frac{B}{k_s}$	F_μ=H.l_{tb}	$I = \frac{F_\mu}{\omega}$	$S = U.I.10^{-3}$	$F = \frac{I}{j}$

Câu hỏi ôn tập

1. Hãy cho biết công tác kiểm tra máy phát điện.
2. Hãy cho biết chế độ làm việc bình thường của máy phát điện.
3. Công tác kiểm tra trước khi khởi động máy phát.
4. Công tác chuẩn bị khởi động máy phát.
5. Các phương pháp hoà đồng bộ máy phát điện.
6. Khởi động khối từ trạng thái lạnh.
7. Khởi động máy phát điện và hoà vào lưới.
8. Chuyển máy phát sang các chế độ làm việc bù đồng bộ.
9. Chuyển kích từ dự phòng sang chế độ làm việc và ngược lại.
10. Các thao tác loại trừ sự cố trong nhà máy điện.
11. Nguyên tắc chung sấy máy điện.
12. Sấy bằng dòng điện.
13. Sấy bằng phương pháp cảm ứng.
14. Tính toán sấy cảm ứng máy điện.

Chương 8

VẬN HÀNH TRẠM BIẾN ÁP

8.1. Những vấn đề chung

Vận hành trạm biến áp bao gồm các công việc kiểm tra định kỳ, sửa chữa, bảo dưỡng định kỳ, thử nghiệm, thao tác đóng cắt duy trì chế độ làm việc bình thường với hiệu quả kinh tế cao nhất. Công việc kiểm tra định kỳ do nhân viên vận hành có trình độ an toàn không dưới bậc 3 tiến hành. Để máy biến áp luôn ở trạng thái làm việc bình thường cần phải đặt nó dưới sự giám sát chặt chẽ. Việc giám sát này bao gồm:

- Giám sát nhiệt độ, mức điện áp và phụ tải;
- Giám sát các chỉ tiêu kỹ thuật của dầu và cách điện;
- Giám sát tình trạng của các thiết bị làm mát và thiết bị điều chỉnh điện áp.

Đối với các trạm biến áp có người trực, việc giám sát các thông số vận hành được căn cứ vào các chỉ số của các đồng hồ đo. Các chỉ số của đồng hồ đo được ghi lại mỗi tiếng một lần, riêng đối với trường hợp máy biến áp làm việc quá tải thì phải ghi nửa tiếng một lần. Đối với các trạm biến áp không có người trực thì các chỉ số của đồng hồ đo được ghi lại ở mỗi lần đi kiểm tra, cần đặc biệt chú ý đến sự cân bằng pha trong thời gian cao điểm.

Các máy biến áp phải được kiểm tra định kỳ và kiểm tra bất thường. Việc kiểm tra định kỳ máy biến áp được thực hiện ít nhất mỗi ca một lần đối với trạm có người trực và 15 ngày một lần đối với các trạm biến áp không có người trực. Khi kiểm tra trạm biến áp cần chú ý đến tình trạng của các tiếp điểm, mức dầu trong máy biến áp và máy cắt,

tiếng kêu của máy, trạng thái của các sứ cách điện, cầu chảy v.v. Nếu trong quá trình kiểm tra phát hiện ra những hiện tượng lạ như tiếng kêu rú của máy biến áp, tiếp xúc điểm bị nóng, dầu bị chảy v.v., thì cần báo ngay cho trực ban để kịp thời xử lý. Trường hợp khẩn cấp như đe doạ đến tính mạng người, sự cố ngắn mạch v.v., thì cần tiến hành cắt loại ngay các phần tử bị sự cố ra khỏi mạng điện sau đó báo cho trực ban về những diễn biến. Tất cả các kết quả khảo sát, kiểm tra được ghi vào sổ nhật ký lưu trữ. Kiểm tra bất thường được tiến hành khi có các hiện tượng sau:

- Nhiệt độ dầu thay đổi đột ngột;
- Máy bị cắt bởi rơle hơi hoặc rơle so lệch.

Những công việc thực hiện trong trạm biến áp như sửa chữa, chỉnh định, thay đổi đầu phân áp v.v. chỉ được thực hiện theo phiếu thao tác.

8.2. Thao tác vận hành máy biến áp

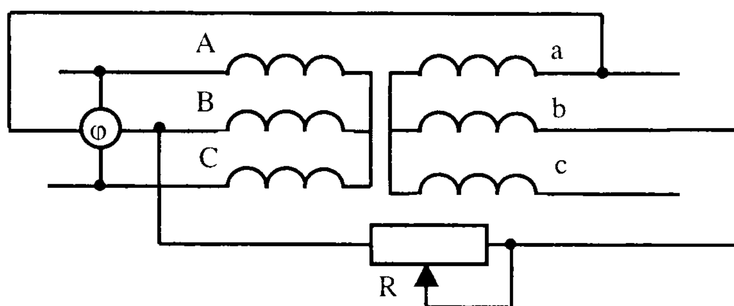
8.2.1. Kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp

Theo quy định đầu của mỗi cuộn dây sơ cấp máy biến áp được ký hiệu bởi các chữ A, B, C và các đầu cuối - X, Y, Z, tương ứng đối với các cuộn dây thứ cấp: a, b, c và x, y, z. Các máy biến áp được nối theo các sơ đồ khác nhau như: sao-tam giác-11 (Y/Δ-11); sao-sao không 12 (Y/Y_0-12) v.v.

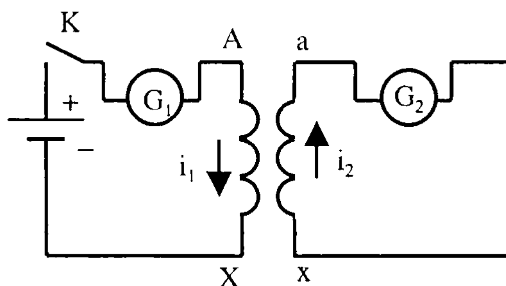
Các chỉ số của sơ đồ cho biết mối quan hệ giữa góc pha của cuộn dây sơ cấp và cuộn thứ cấp tương ứng với vị trí của các kim đồng hồ: véctơ điện áp dây của cuộn sơ cấp là kim giờ còn véctơ điện áp dây của cuộn thứ cấp là kim phút, như vậy chỉ số 11 cho biết độ lệch pha của các véctơ điện áp dây của hai phía là 30^0. Việc kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp được tiến hành nhờ thiết bị đo fazomét, hoặc điện kế. Sơ đồ mắc fazomét biểu thị trên hình 8.1.

Theo sơ đồ hình 8.1. khi ta đưa điện áp thấp vào cuộn sơ cấp máy biến áp đủ để fazomét hoạt động, thì fazomét sẽ chỉ góc lệch giữa điện áp sơ cấp và thứ cấp, tức là chỉ tổ nối dây của máy biến áp. Cũng có thể xác

định tổ nối dây của máy biến áp bằng hai điện kế mắc theo sơ đồ hình 8.2.



Hình 8.1. Sơ đồ kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp bằng thiết bị fazomét.



Hình 8.2. Sơ đồ kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp bằng điện kế.

Cách tiến hành: Cho dòng điện một chiều chạy trong cuộn sơ cấp máy biến áp, khi đóng khoá K trong cuộn dây thứ cấp sẽ có một suất điện động cảm ứng có chiều xác định bởi điện kế G_2. Nếu các cuộn dây được quấn cùng chiều tương ứng với A và a thì kim của hai điện kế sẽ lệch từ trị số 0 về cùng một hướng, tạm quy định là chiều dương. Nếu chiều quấn của các cuộn dây khác nhau thì kim của G_2 sẽ lệch về hướng đối diện theo chiều âm. Tiến•hành 9 phép đo lần lượt cho điện áp vào các đầu AB, BC, CA và mỗi lần ghi lại chiều lệch của các điện kế mắc vào cuộn dây tương ứng ab, bc, ca. Căn cứ vào kết quả khảo nghiệm có thể xác định được tổ đấu dây của máy biến áp theo bảng 8.1.

Bảng 8.1. Xác định tổ nối dây theo kết quả khảo nghiệm bằng điện kế

Nguồn vào cuộn dây	Chiều lệch của điện kế nối với cuộn dây					
	ab	bc	ca	ab	bc	ca
	Tổ 12			Tổ 11		
AB	+	-	-	+	0	-
BC	-	+	-	-	+	0
CA	-	-	+	0	-	+

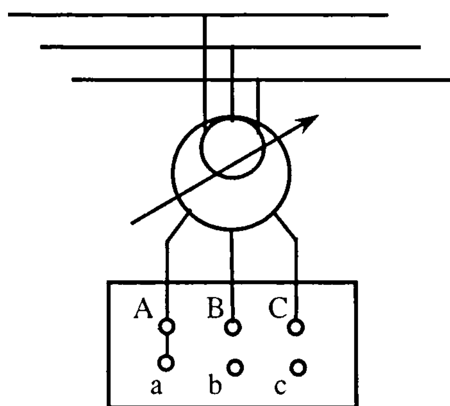
Một phương pháp khác xác định tổ nối dây của máy biến áp áp có tên gọi là phương pháp Vônmét. Trước hết cần nối tắt 2 cực đồng tên của máy, ví dụ A-a (hình 8.3), sau đó cấp nguồn điện áp thấp cho các cuộn dây sơ cấp và lần lượt đo điện áp giữa các cực còn lại (B-b), (B-c), (C-b) và (C-c). Các giá trị điện áp đo bằng Vônmét đem so sánh với giá trị điện áp xác định theo biểu thức

$$U = U_{2d}\sqrt{1+k^2} \tag{8.1}$$

trong đó:

U_{2d} - điện áp dây phía thứ cấp của phép đo, V;

k - hệ số biến áp.



Hình 8.3. Sơ đồ thí nghiệm xác định tổ nối dây máy biến áp.

Kết quả của các phép đo sẽ cho biết tổ nối dây tương ứng (bảng 8.2).

Bảng 8.2. Các phương án nối dây máy biến áp

Tổ nối MBA	Sơ đồ nối dây có thể			điện áp đo so sánh với U			
				B-b	B-c	C-b	C-c
1	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	N	B	N	N
2	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	N	L	N	N
3	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	B	L	N	B
4	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	L	L	N	L
5	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	L	L	B	L
6	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	L	L	L	L
7	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	L	B	L	L
8	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	L	N	L	L
9	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	B	N	L	B
10	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	N	N	L	N
11	Y/Δ	Δ/Y	Y/z	N	N	B	N
12	Y/Y	Δ/Δ	Δ/z	N	N	N	N

Ghi chú:

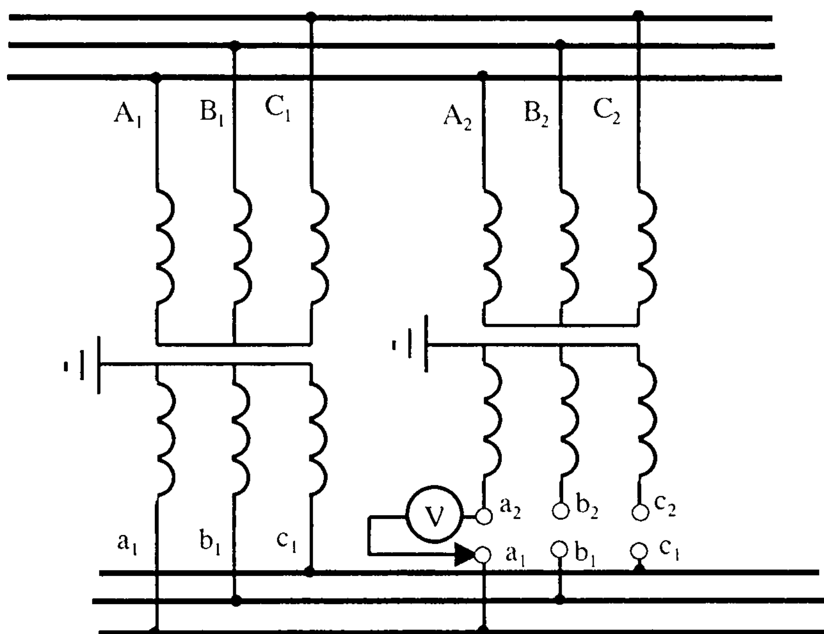
N - nhỏ hơn; Y/Y - sơ đồ nối sao/sao;

L - lớn hơn; Δ/Δ - sơ đồ nối tam giác/tam giác;

B - bằng; Y/z - sơ đồ nối sao/ziczăc.

8.2.2. Định pha

Mục đích của việc định pha là xác định các pha cùng tên của các máy biến áp để có thể nối chúng làm việc song song với nhau. Có nghĩa là phải khẳng định sự vắng mặt của điện áp giữa các đầu dây cuộn thứ cấp mắc trên cùng một thanh cái. Việc kiểm tra này có thể thực hiện nhờ Vônmét và đèn sợi đốt đối với điện áp $U \leq 380$ V và sử dụng các thiết bị chỉ điện áp đặc biệt - đối với mạng điện cao áp. Có hai phương thức tiến hành định pha phụ thuộc vào điện áp của mạng điện là phương pháp trực tiếp và phương pháp gián tiếp.



Hình 8.4. Sơ đồ định pha theo phương pháp đo trực tiếp.

* *Phương pháp trực tiếp:* Trên sơ đồ hình 8.4 biểu thị sơ đồ định pha trực tiếp với sự trợ giúp của Vônmét. Trước tiên Vônmét cần được kiểm tra để khẳng định sự hoạt động bình thường, sau đó tiến hành định pha: một đầu của Vônmét được đấu vào một trong các đầu của cuộn thứ cấp (ví dụ a_2) còn đầu thứ hai sẽ lần lượt cho tiếp xúc với ba đầu ra của máy biến áp kia (a_1, b_1, c_1) để đo điện áp. Nếu hai máy biến áp có tổ nối dây như nhau thì một trong các phép đo phải có giá trị 0. Sau đó lại tiếp tục làm lại đối với các đầu dây khác. Nếu sau lần đo thứ nhất tất cả các giá trị của phép đo (a_1a_2, b_1a_2 và c_1a_2) đều khác 0 thì có nghĩa là có sự lệch pha giữa hai máy biến áp, do đó không thể đóng song song được.

* *Phương pháp gián tiếp* được thực hiện đối với mạng điện cao áp. Ở đó điện áp đo được lấy trên các đầu dây của máy biến áp đo lường. Đối với máy biến áp 3 pha 3 cuộn dây, quá trình định pha được thực hiện theo hai giai đoạn: Đầu tiên là thực hiện các phép đo giữa cao và hạ áp, sau đó giữa cao và trung áp.

8.2.3. Đóng điện vào máy biến áp

Máy biến áp chỉ được đưa vào vận hành sau khi đã được kiểm tra phân tích cẩn thận các tham số thử nhiệm, máy phải có đủ thời gian ổn định dầu tính từ lần bổ sung cuối cùng: 5 ÷ 6 h đối với máy biến áp 10 kV trở xuống và 12 h đối với máy trên 10 kV. Trước khi đóng điện vào máy cần phải thu hồi phiếu thao tác (nếu máy được sửa chữa), tháo gỡ các dây tiếp địa rào chắn v.v. kiểm tra mức dầu, nhiệt độ dầu, kiểm tra tình trạng của hệ thống bảo vệ rơle. Có thể đóng máy biến áp với điện áp toàn phần hoặc đóng vào và nâng dần điện áp từ giá trị 0 đến giá trị định mức (trong trường hợp kết nối khối với máy phát).

Khi đóng máy biến áp với điện áp toàn phần, dòng điện từ hoá có thể thay đổi đột biến với giá trị có thể gấp hàng chục lần dòng từ hoá khi máy làm việc bình thường (dòng không tải). Tuy nhiên do dòng điện không tải của các máy biến áp thường có giá trị khá nhỏ (ở các máy biến áp công suất thấp khoảng 5 ÷ 8%, còn ở các máy lớn chỉ vài ba phần trăm), nên dòng từ hoá đột biến không thực sự nguy hiểm. Tuy nhiên việc đóng máy biến áp với điện áp toàn phần có thể gây nên sự quá điện áp do sự phân bố không đều điện áp trong các cuộn dây và sự xuất hiện quá trình quá độ trong máy. Bởi vậy khi đóng máy biến áp với điện áp toàn phần từ phía cao áp thì các cuộn dây trung áp và hạ áp cần phải được nối theo sơ đồ hình sao hoặc hình tam giác và được bảo vệ chống quá điện áp (trong trường hợp có ít nhất 30 mét dây cáp nối với các cuộn dây thì điều đó có thể không cần thiết). Trong trường hợp nâng điện áp từ giá trị 0, kích từ của máy phát chỉ nâng sau khi máy phát đạt tốc độ quay định mức để ngăn ngừa sự quá kích thích mạch từ của máy biến áp.

Khi đóng các máy biến áp vào làm việc song song, sự phân bố phụ tải tỷ lệ với công suất định mức chỉ khi thoả mãn được các điều kiện sau:

- Điện áp sơ cấp và thứ cấp của chúng bằng nhau, tức là có hệ số biến áp giống nhau k_{ba} = const;
- Điện áp ngắn mạch chênh lệch nhau không quá 10%;
- Tổ nối dây như nhau;

- Hoàn toàn đồng pha nhau;
- Sự chênh lệch công suất định mức không quá 4 lần.

Nếu điều kiện 1 không đảm bảo thì điện áp thứ cấp của các máy biến áp sẽ khác nhau, dẫn đến sự xuất hiện dòng điện cân bằng:

$$I_{cb} = \frac{\Delta U}{Z_{BA1} + Z_{BA2}} \quad (8.2)$$

$\Delta U = U_1 - U_2$ là độ chênh lệch điện áp thứ cấp của các máy biến áp;

Z_{BA1}, Z_{BA2} là điện trở của các máy biến áp tương ứng:

$$Z_{BA} = \frac{10.U_k U_n^2}{S_n} \quad (8.3)$$

trong đó:

U_k - điện áp ngắn mạch của máy biến áp, %;

U_n - điện áp định mức của máy biến áp, kV ;

S_n - công suất định mức của máy biến áp, kVA.

Dòng điện cân bằng chạy trong mạch sẽ làm tăng tổn thất và làm nóng máy biến áp.

* Sự lệch nhau về điện áp ngắn mạch U_k sẽ dẫn đến sự phân bố phụ tải giữa các máy biến áp không đều. Công suất truyền tải qua các máy biến áp làm việc song song là

$$S = \left(\frac{S_{n1}}{U_{k1}} + \frac{S_{n2}}{U_{k2}}\right)U_k \quad (8.4)$$

trong đó:

U_k - điện áp ngắn mạch đẳng trị của các máy biến áp làm việc song song;

S_{n1}; S_{n2} - công suất định mức của các máy biến áp;

U_{k1}; U_{k2} - điện áp ngắn mạch của các máy biến áp.

Từ biểu thức (8.4) trên ta thấy máy biến áp nào có U_{ki} nhỏ hơn sẽ nhận phụ tải lớn hơn. Sự phân bố công suất tối ưu chỉ đạt được khi các giá trị U_k của các máy bằng nhau. Tuy nhiên trong thực tế cho phép các giá trị này lệch nhau khoảng ±10%.

* Khi các máy biến áp có tổ nối dây khác nhau thì không thể làm việc song song với nhau được, bởi vì khi đó giữa các cuộn dây thứ cấp sẽ xuất hiện điện áp do sự lệch pha giữa các véctơ điện áp thứ cấp. Dòng điện cân bằng trong trường hợp này được xác định

$$I_{cb2} = \frac{200\sin\frac{\delta}{2}}{\frac{U_{k1}}{I_{n1}} + \frac{U_{k2}}{I_{n2}}} \qquad (8.5)$$

trong đó:

I_{n1} và I_{n2} là dòng định mức của các máy biến áp;

δ - góc lệch pha giữa các véctơ điện áp thứ cấp.

Việc đóng máy biến áp vào làm việc phải tuân thủ theo các quy định:

- Trước khi đóng điện vào máy biến áp cần phải kiểm tra kỹ tình trạng của máy, sự hoàn hảo của hệ thống bảo vệ rơle, của các máy cắt, hệ thống làm mát, thu hồi phiếu công tác, tháo gỡ tiếp địa di động, biển báo, rào ngăn tạm thời v.v.
- Đóng điện vào máy biến áp được thực hiện từ phía nguồn cấp điện, nếu có máy cắt thì việc đóng điện được thực hiện bằng máy cắt, nếu không có máy cắt thì dùng dao cách ly.

8.2.4. Kiểm tra, giám sát trạng thái làm việc của máy biến áp

Việc kiểm tra giám sát trạng thái vận hành của máy biến áp được tiến hành để ngăn ngừa kịp thời sự phát triển của những hỏng hóc xuất hiện trong quá trình làm việc của máy. Thời hạn kiểm tra được tiến hành như sau:

- Các máy biến áp ở các trạm chính có người trực và máy biến áp nhu cầu riêng được kiểm tra mỗi ngày 1 lần;
- Các máy biến áp ở các trạm trung gian có người trực mỗi tuần 1 lần;
- Các máy biến áp ở các trạm không có người trực thường xuyên - mỗi tháng 1 lần;

- Các máy biến áp ở các trạm tiêu thụ – 6 tháng 1 lần.

Phụ thuộc vào điều kiện và trạng thái cụ thể của máy biến áp, thời hạn trên có thể được thay đổi. Trong những trường hợp thời tiết thay đổi đột ngột hoặc nghi ngờ có hiện tượng làm việc bất bình thường của máy, cần tiến hành kiểm tra không định kỳ.

Để không mất nhiều thời gian và không gây nguy hiểm, các nhân viên vận hành cần được trang bị các thiết bị và dụng cụ thuận tiện và an toàn như ống nhòm, dụng cụ bảo hộ, thang (chú ý không dùng thang gỗ) v.v. Thang dùng cho việc kiểm tra và dịch vụ trong trạm biến áp là thang kim loại chuyên dùng có mặt rộng ở nấc trên cùng để nhân viên vận hành có thể đứng trên đó một cách thoải mái ở một cự ly an toàn so với các phần dẫn điện của máy biến áp. Các chỉ số cần quan sát là mức dầu trong bình giản nở, trạng thái của rơle hơi, nhiệt độ dầu, trạng thái của các đầu cực, chỉ số của Ampemét, Vonmét, Cosfimet v.v. Tất cả các thông tin thu được trong quá trình quan sát kiểm tra được ghi vào sổ trực vận hành để dùng làm tư liệu phân tích đánh giá trạng thái và chế độ làm việc của máy biến áp. Trong quá trình quan sát nếu thấy có hiện tượng bất thường như nhiệt độ quá mức quy định, có ám khói trên đầu cực, có vết rỉ dầu v.v. cần phải thông báo ngay cho người phụ trách để có biện pháp xử lý kịp thời.

8.2.5. Bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ và đại tu máy biến áp

1) Bảo dưỡng định kỳ

Thời hạn bảo dưỡng máy biến áp được thực hiện mỗi năm một lần ở các trạm biến áp chính của nhà máy điện và trạm trung gian đầu mối và máy biến áp nhu cầu riêng, còn ở các trạm biến áp khác thì tuỳ theo sự cần thiết nhưng không quá 4 năm một lần.

Trong quá trình vận hành, các phần tử của máy biến áp dưới tác dụng của chế độ nhiệt, tác động cơ học v.v. sẽ bị giảm sút dần chất lượng ban đầu của mình và có thể dẫn đến hiện tượng hỏng hóc, bởi vậy cần phải tiến hành bảo dưỡng định kỳ để khôi phục khả năng làm việc bình thường của các thiết bị. Khối lượng bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ gồm:

- Quan sát bên ngoài và khắc phục các hỏng hóc nếu có ngay tại chỗ;
- Lau chùi sứ cách điện và vỏ máy;
- Kiểm tra, làm vệ sinh và bổ sung dầu nếu cần cho bình dầu phụ;
- Thay chất hút ẩm trong phin lọc;
- Kiểm tra và làm vệ sinh cho hệ thống làm mát, thay thế (nếu cần) ổ bi của động cơ máy bơm và quạt;
- Kiểm tra các thiết bị chống sét;
- Kiểm tra và lấy mẫu dầu thử nhiệm;
- Tiến hành các thử nghiệm cần thiết như đo điện trở cách điện, đo tgδ của dầu, độ kín của các đầu vào và của thùng, đo điện trở của hệ thống tiếp địa v.v.;
- Kiểm tra các thiết bị bị đo lường, tín hiệu và điều khiển v.v.

2) Đại tu

Các máy biến áp ở các nhà máy điện, các trạm biến áp đầu mối và biến áp nhu cầu riêng cần được tiến hành đại tu không quá 6 năm kể từ khi bắt đầu đưa vào vận hành và sau đó tuỳ theo mức độ cần thiết trên cơ sở phân tích số liệu kiểm tra về trạng thái máy. Đối với các máy biến áp còn lại việc đại tu được tiến hành trên cơ sở phân tích các kết quả thử nghiệm và trạng thái cụ thể của máy. Đại tu và sửa chữa bộ điều chỉnh điện áp được tiến hành sau một số lượng thao tác xác định theo sự chỉ dẫn của nhà chế tạo. Khối lượng đại tu bao gồm:

- Tháo gỡ nắp máy, đưa ruột biến áp ra khỏi vỏ và xem xét chúng;
- Kiểm tra mạch từ và các cuộn dây, bộ chuyển mạch, sứ đầu vào và hệ thống tiếp địa;
- Kiểm tra hệ thống ép cuộn dây;
- Lau chùi, sửa chữa và sơn lại thùng dầu phụ, vỏ máy ống xả v.v.
- Sửa chữa, bảo dưỡng hệ thống làm mát;
- Làm sạch dầu, thay chất hút ẩm trong phin lọc;
- Bảo dưỡng và sửa chữa bộ điều chỉnh điện áp và các thiết bị khác;

- Sấy máy (nếu cần);
- Thay các tấm đệm và lắp ráp máy v.v.

8.2.6. Xử lý máy biến áp ở chế độ vận hành không bình thường

Các sự cố trong trạm biến áp đã được tính toán phòng ngừa bởi các bảo vệ rơle, tự động đóng lặp lại, tự động phân đoạn đường dây v.v. thực hiện. Tuy nhiên, hoạt động của các nhân viên vận hành cũng đóng vai trò rất quan trọng. Khi ở trạm biến áp không có trang thiết bị tự động, hoặc các thiết bị này không hoạt động thì nhiệm vụ của nhân viên vận hành là đóng phụ tải bị cắt vì sự cố vào nguồn dự phòng nếu có; kiểm tra phát hiện nguyên nhân xảy ra sự cố.

Nếu trong thời gian kiểm tra, sự cố được phát hiện thì nhanh chóng tách thiết bị hỏng hóc ra khỏi hệ thống bằng các máy cắt, sau đó bằng dao cách ly. Khi sơ đồ của trạm biến áp được khôi phục bình thường thì việc đóng lại đường liên lạc với hệ thống phải được phép của điều độ viên, sau khi đã kiểm tra xong sự đồng bộ của điện áp.

Việc cắt một trong các máy biến áp làm việc song song bởi rơle hơi đồng thời với bảo vệ so lệch thường là do trong máy biến áp xảy ra sự cố. Việc đầu tiên của nhân viên vận hành là kiểm tra phụ tải của các máy còn lại và nhanh chóng thực hiện các biện pháp hạn chế quá tải nếu các máy bị quá tải nhiều so với quy định cho phép. Chỉ sau đó mới tiến hành xem xét máy biến áp, lấy mẫu thử dầu.

Nếu việc cắt máy biến áp chỉ do một trong bảo vệ thực hiện thì nguyên nhân có thể không phải do sự cố mà có thể do các rơle tác động nhầm. Trong trường hợp đó có thể đóng lại máy biến áp vừa bị cắt, và quan sát bên ngoài xem có phát hiện ra điều gì khả nghi như mùi cháy, khét v.v. không ?

Trong trường hợp rơle hơi tác động đưa tín hiệu đèn, nhân viên vận hành cần:

- Nếu có máy biến áp dự phòng thì thay máy dự phòng vào làm

việc và cắt máy biến áp có tín hiệu ra.

- Nếu không có máy biến áp dự phòng thì cần xem xét nguyên nhân tác động của rơle hơi.

Khi xem xét cần kiểm tra mức dầu trong bình dãn nở và hiện tượng rò rỉ dầu, tiếng kêu của máy biến áp. Đem thử nghiệm mẫu khí lấy từ rơle hơi xem có tạp chất dễ cháy không? Nếu trong mẫu khí thử không có tạp chất cháy thì máy biến áp vẫn có thể làm việc lại được. Trường hợp ngược lại cần cắt ngay máy biến áp ra khỏi mạng điện. Các hiện tượng sau đây biểu thị chế độ làm việc không bình thường của máy biến áp:

- Tiếng kêu nặng nhưng đều: Phụ tải quá cao, cần chú ý đến nhiệt độ dầu, cũng có thể do điện áp nguồn biến đổi đột ngột, cần kiểm tra điện áp và dòng điện, (tiếng kêu vo vo là máy biến áp làm việc bình thường);
- Tiếng kêu to, máy rung: Có ngắn mạch trên đường dây;
- Tiếng kêu pip-pip: Trong máy có hiện tượng phóng điện;
- Tiếng kêu xè, xè: Máy bị rung do bulông bắt không chặt;
- Tiếng kêu lách tách: Ống bọc cách điện ở đầu dây bị nứt hoặc bị ẩm sinh ra phóng điện.

Khi vận hành nếu gặp các hiện tượng sau thì cần cắt toàn bộ phụ tải và cắt máy biến áp ra khỏi lưới:

- Nổ cầu chảy cao áp;
- Rỉ dầu, mức dầu thấp hơn so với quy định;
- Nhiệt độ dầu vượt quá trị số cho phép, có hiện tượng phụt dầu ở bình dầu phụ;
- Máy có tiếng kêu quá to, không đều;
- Có hiện tượng phóng điện trên sứ;
- Màu sắc dầu thay đổi.

Khi nhiệt độ dầu tăng quá mức giới hạn, nhân viên vận hành cần phải kiểm tra phụ tải của máy và nhiệt độ của môi trường làm mát, kiểm tra các thiết bị làm mát và điều kiện thông thoáng của buồng đặt máy.

Trên cơ sở kiểm tra cần tìm ra các giải pháp khắc phục đồng thời báo cáo cho trưởng ca trực.

8.2.7. Điều chỉnh đầu phân áp

Một trong những biện pháp điều chỉnh điện áp trong mạng điện có hiệu quả cao nhất là chuyển đầu phân áp. Các cuộn dây sơ cấp của các máy biến áp được chế tạo với nhiều đầu ra. Đối với các máy biến áp tiêu thụ thường có 5 cấp là –5; –2,5%; 0; +2,5 và +5%. Đối với các máy biến áp lớn số cấp nhiều hơn và khoảng cách giữa các cấp cũng nhỏ hơn. Việc điều chỉnh đầu phân áp có thể thực hiện bằng tay khi đã cắt máy biến áp ra khỏi mạng. Ở các máy biến áp công suất lớn người ta thường chế tạo hệ thống tự động điều chỉnh điện áp dưới tải hay còn gọi là tự động điều áp dưới tải (ĐAT). Ở các loại máy biến áp này quá trình điều chỉnh đầu phân áp được thực hiện một cách tự động trong khi máy biến áp vẫn làm việc bình thường. Hệ thống tự động điều chỉnh điện áp dưới tải sẽ tự động thay đổi đầu phân áp phù hợp với mức điện áp đã định tuỳ thuộc vào sự thay đổi của phụ tải.

Các bộ ĐAT làm việc theo các phương pháp dập hồ quang khác nhau như dập trong dầu, trong chân không, bằng bán dẫn v.v. trong số đó phương pháp dập hồ quang trong dầu được áp dụng nhiều hơn cả. Việc thao tác chuyển đổi nấc máy biến áp được thực hiện nhờ bộ truyền động. Nếu bộ truyền động được thiết kế riêng cho từng pha thì cần lưu ý vị trí của nó ở các pha phải hoàn toàn giống nhau. Để việc chuyển đổi nấc không làm hở mạch sơ cấp, bộ chuyển đổi gồm có hai chổi động mắc với mạch kháng điện $X_{kđ}$. Khi chuyển từ nấc này sang nấc kia, đầu tiên chổi thứ nhất chuyển sang nấc bên cạnh trước, lúc đó tạo thành một mạch khép kín với cuộn kháng điện. Giá trị của cuộn kháng điện được chọn sao cho dòng điện chạy trong mạch không vượt quá giá trị cho phép đã tính trước. Sau đó chổi thứ hai được chuyển sang, nếu lúc này điện áp thứ cấp đã đạt yêu cầu thì quá trình kết thúc, nếu điện áp chưa đạt yêu cầu thì chổi động thứ nhất lại tiếp tục di chuyển sang nấc tiếp theo và quá

trình lặp lại cho đến khi mức điện áp đạt yêu cầu. Các bộ điều áp dưới tải cần phải đạt được những yêu cầu sau:

- Phải làm việc bình thường ở nhiệt độ $-5 \div +45^0C$ và nhiệt độ dầu đến 100^0C
- Chịu được quá tải và có thể điều chỉnh được ngay cả khi quá tải 200%;
- Tác động nhẹ nhàng, thời gian chuyển nấc không quá 10 s.

Nếu trong trạm biến áp có nhiều máy làm việc song song thì cần thực hiện đồng thời quá trình chuyển đổi nấc ở tất cả các máy. Sau khi đã chuyển nấc máy biến áp cần kiểm tra lại điện trở một chiều các cuộn dây (đối với máy biến áp từ 1000 kVA trở lên) và kiểm tra thông mạch (đối với máy biến áp dưới 1000 kVA). Các thao tác vận hành đối với thiết bị ĐAT bao gồm:

- Quan sát tổng thể;
- Đo độ nén của các tiếp điểm;
- Đo mômen quay;
- Đo thời gian đóng cắt của các tiếp điểm dập hồ quang;
- Đo điện trở một chiều toàn mạch ở hai vị trí của tiếp điểm đảo chiều;
- Kiểm tra độ bền điện;
- Kiểm tra độ kín đầu;
- Kiểm tra trình tự hoạt động của các tiếp điểm.

8.3. Quản lý dầu biến thế

8.3.1. Kiểm tra dầu biến thế

Dầu trong máy biến áp và trong sứ cách điện cần phải phân tích giản đơn mỗi năm một lần. Khối lượng công việc phân tích giản đơn gồm;

- Xác định nhiệt độ chớp cháy;
- Thí nghiệm định tính cặn và tạp chất cơ học.

Việc lấy mẫu dầu có thể được tiến hành khi máy biến áp đang vận hành. Công việc này do nhân viên trực ca thực hiện dưới sự giám sát của người thứ hai với điều kiện là điểm trung tính cách ly. Hạt hút ẩm trong bình thở của máy biến áp được thay khi màu chỉ thị chuyển từ xanh ra màu hồng (thường khoảng 6 tháng một lần). Dầu biến thế kể cả cũ lẫn mới đều phải đảm bảo được các tiêu chuẩn quy định. Một số tiêu chuẩn dầu biến thế được biểu thị trong bảng 8.3.

8.3.2. Lọc dầu biến thế

Dầu biến thế được lọc tại các trạm lọc dầu hoặc ngay tại trạm biến áp. Khi tiến hành lọc dầu trước hết cần làm vệ sinh và kiểm tra độ kín của xtec chứa dầu và hệ thống dẫn. Có thể thực hiện một trong các phương pháp lọc dầu sau:

Bảng 8.3. Tiêu chuẩn dầu biến thế

TT	Tham số	Dầu	
		mới	đang VH
1	Điện áp chọc thủng, kV:		
	Dưới 15 kV	30	25
	15÷35 kV	35	30
	đến 110 kV	45	40
	110 ÷ 220 kV	60	55
	500 kV	70	60
2	Tang góc tổn thất điện môi, tgδ, % ở 20^0C	0,2	1
	90^0C	2,2	7
3	Trị số axit mg KOH trong 1 g dầu	0,02	0,25
4	Hàm lượng axit và kiềm hoà tan trong nước	0	0,1
5	Hàm lượng tạp chất %	0	0
6	Nhiệt độ chớp cháy kín, không dưới ^{0}C	135	Giảm 5^0
7	Khối lượng cặn, %	0,01	-
8	Chỉ số natri	0,4	-

Bảng 8.3. (*tiếp theo*)

TT	Tham số	Dầu	
		mới	đang VH
9	Độ nhớt, m^3/s ở 20 ^0C ở 50^0C	28 9	
10	Hàm lượng nước theo khối lượng, %	0,001	0,0025
11	Hàm lượng khí hoà tan, % ở 220 ÷ 330 kV 500 kV	1 0,5	2 2

1) Phương pháp ly tâm: Các máy ly tâm có thể lọc dầu ra khỏi các tạp chất cơ học và nước ở dạng nhũ tương, thường được dùng lọc dầu đến cấp điện áp 35 kV.

2) Dùng phin lọc ép: Các phin lọc có thể được làm bằng giấy các tông hoặc vải, cách này có ưu điểm là dầu không phải tiếp xúc với không khí.

3) Phương pháp hấp phụ: Chất hấp phụ thường được dùng để tách nước và các tạp chất hoà tan trong dầu là zeolit và silicagen. Zeolit có tính năng hấp phụ nước cao. Chất hấp phụ khi đã no nước cần được sấy ở nhiệt độ 400^0C trong thời gian khoảng 8 ÷ 9 tiếng. Phương pháp này không dùng để lọc dầu có điện áp chọc thủng dưới 20 kV hoặc dầu có nhiều nước hoà tan. Khi tách các tạp chất như hắc ín, xà phòng v.v. ra khỏi dầu, người ta thường dùng chất silicagen hoặc cao lanh.

4) Lọc dầu bằng thiết bị chân không: Phương pháp này được thực hiện dựa trên nguyên tắc làm bay hơi nước và khí hoà tan trong chân không ở nhiệt độ dầu khoảng 80 ÷ 85^0C. Với độ chân không trên 750 mmHg có thể khử nước trong dầu xuống còn 10 g/tấn và khí hoà tan còn 0,1% thể tích dầu.

8.3.3. Bơm dầu vào máy biến áp

Dầu có thể bơm vào máy biến áp không cần hút chân không hoặc có hút chân không.

1) Trường hợp có hút chân không

Các máy biến áp từ 110 kV trở xuống có thể không cần hút chân không trong máy. Trong trường hợp này cần lưu ý nhiệt độ của dầu luôn luôn cao hơn nhiệt độ của ruột máy. Dầu được bơm vào từ đáy đáy vỏ máy. Tất cả các nút xả khí phía trên đều được tháo hết; tốc độ bơm không quá 3 t/h. Khi dầu xuất hiện ở các điểm xả khí thì đậy các nút xả lại. Khi mức dầu trong bình phụ cao hơn mức dầu vận hành 30 ÷ 40 mm thì dừng lại. Để máy ổn định 12 h, sau đó lại xả khí lần nữa.

2) Bơm dầu vào máy biến áp có hút chân không

Trong trường hợp này việc bơm dầu được tiến hành như sau:

Đấu bơm chân không vào mặt bích trên của máy, cần đặt một bình trung gian ở giữa máy biến áp và bơm chân không;

- Bình dầu phụ và bình phòng nổ không được đấu vào máy mà được bít kín;
- Dầu bơm vào từ phía trên máy biến áp. Máy được coi là kín nếu dưới chân không 350 mmHg để trong một giờ không giảm quá 30 mmHg.
- Mức dầu trong máy được quan sát bằng ống thuỷ tinh công nghệ được đấu hai đầu vào điểm trên và dưới của máy biến áp.
- Bơm dầu được thực hiện trong ba giai đoạn:
  + Trước tiên hút chân không trong 2 h ở mức 350 mmHg;
  + Bơm dầu với tốc độ 3 t/h, khi mức dầu cách mặt bích chừng 150 ÷ 200 mm thì dừng lại;
  + Hút chân không mặt thoáng dầu trong 2 h ở mức 350 mmHg.

Lượng dầu còn lại được bổ sung qua bình dầu phụ cho đến mức vận hành. Sau khi bơm 12 tiếng cần mở các nút xả khí để xả hết khí còn sót.

8.4. Sấy máy biến áp

8.4.1. Điều kiện tiến hành sấy và phụ sấy

Trong quá trình vận hành, do có hiện tượng nhiễm ẩm nên máy

biến áp cần phải được sấy lại. Tuỳ theo mức độ nhiễm ẩm máy biến áp có thể chỉ cần phụ sấy hoặc sấy chính thức. Máy cần phải được sấy trong các trường hợp sau:

- Có hiện tượng nhiễm ẩm lớn (có nước trong ruột máy);
- Sau đại tu, phục hồi;
- Thời gian rút ruột vượt quá 2 lần giới hạn cho phép;
- Máy ở trạng thái bảo quản quá 1 năm;
- Sau khi đã tiến hành phụ sấy nhưng không đạt kết quả.

Máy chỉ cần phụ sấy trong các trường hợp sau:

- Vỏ máy có hiện tượng bị hở;
- Thời gian máy ở trạng thái không làm việc vượt quá quy định của nhà sản xuất, nhưng không quá 1 năm;
- Thời gian rút ruột kiểm tra vượt quá mức độ cho phép nhưng không quá 2 lần;
- Các tham số cách điện không đảm bảo yêu cầu cần thiết.

8.4.2. Sấy máy biến áp

Các phương pháp thông dụng sấy máy biến áp hiện nay là: lò sấy; bằng gió nóng; phương pháp tổn thất cảm ứng trong vỏ máy; bằng dòng điện thứ tự không và bằng bẫy hơi nước ở nhiệt độ siêu lạnh kết hợp phun dầu nóng.

1) Sấy bằng lò thường được thực hiện tại xưởng chế tạo máy biến áp, nhiệt độ sấy khi xuất xưởng vào khoảng $105 \div 110^0$C. Ruột máy được đặt trong lò, các đầu dây được đưa ra ngoài nhờ các sứ xuyên tường. Điện trở cách điện được đo bằng Mêgômét ở điện áp $1000 \div 2500$ V. Trong quá trình sấy, đầu tiên điện trở cách điện của các cuộn dây giảm mạnh, sau đó tăng lên từ từ . Quá trình sấy được coi là kết thúc, nếu trong khoảng thời gian $4 \div 6$ h điện trở cách điện không thay đổi ở một nhiệt độ xác định. Để tăng nhanh quá trình sấy, người ta thường áp dụng biện pháp khuếch tán nhiệt bằng cách luân phiên tăng giảm nhiệt độ. Sau một khoảng thời gian nhất định nhiệt độ được giảm xuống đến $50 \div 60^0$C rồi lại nâng lên

đến 105^{0}C. Phương pháp này đòi hỏi nhiều thời gian và tiêu tốn năng lượng, nên thường chỉ áp dụng đối với các máy biến áp công suất thấp.

2) Phương pháp sấy bằng gió nóng được thực hiện theo nguyên lý thổi gió nóng nhiệt độ chừng 70÷80^{0}C vào ruột máy biến áp. Phương pháp này nhìn chung có hiệu quả thấp và lại có nguy cơ gây nổ, nên không được áp dụng nhiều trong thực tế.

3) Phương pháp sấy bằng bẫy hơi nước ở nhiệt độ siêu lạnh là phương pháp hiện đại đòi hỏi chi phí tốn kém và vật tư đắt tiền như nitơ lỏng, dầu cách điện v.v. Phương pháp này được áp dụng nhiều ở các nước công nghiệp tiên tiến để sấy các loại máy biến áp công suất lớn.

4) Phương pháp cảm ứng: Phương pháp này được thực hiện theo nguyên lý phát nóng của dòng điện cảm ứng mà được sinh ra khi cho dòng điện xoay chiều vào các vòng dây quấn quanh vỏ máy biến áp. Dòng điện cảm ứng chạy trong vỏ máy sinh ra nhiệt năng đốt nóng vỏ máy và sấy ruột máy ở bên trong. Dây quấn quanh vỏ máy có thể là dây bọc cách điện hoặc dây trần. Nếu dùng dây bọc cách điện thì bước quấn tối thiểu là 5 ÷ 6mm, còn nếu dùng dây trần thì bước quấn tối thiểu là 20 mm. Dây được quấn trên các nẹp gỗ, ghép bên ngoài lớp bảo ôn bằng amiăng tấm dày khoảng 5 ÷ 6 mm. Phần dưới vỏ máy cần bố trí nhiều số vòng dây hơn (khoảng 60 ÷ 70% tổng số vòng dây) như vậy sẽ giúp cho sự phân bố nhiệt được đều hơn. Chú ý không được dùng dây kim loại để buộc nẹp gỗ và tấm bảo ôn vì như vậy sẽ tạo ra vòng ngắn mạch rất nguy hiểm, chỉ nên buộc bằng dây thừng.

Công suất cần thiết để sấy được xác định theo biểu thức

$$P = \Delta P.h.l,\ kW \qquad (8.6)$$

trong đó:

h - chiều cao phần vỏ máy cần quấn dây, m;

l - chu vi vỏ máy, m;

ΔP - suất tiêu hao công suất, được lấy phụ thuộc vào loại máy biến áp xác định theo bảng 8.4.

Bảng 8.4. Suất tiêu hao công suất phụ thuộc vào chu vi máy biến áp

Chu vi máy, m	< 10	11 ÷ 15	16 ÷ 20	21 ÷ 26
ΔP, kW/m^2	≤ 1,9	2 ÷ 2,8	2,9 ÷ 3,6	3,7 ÷ 4,0

Dòng điện chạy trong cuộn dây sấy có giá trị

$$I = \frac{P.10^3}{U_s.\cos\varphi}, A \qquad (8.7)$$

trong đó:

hệ số cosφ lấy giá trị trong khoảng 0,4 ÷ 0,6;

U_s - điện áp sấy, V.

Tiết diện dây quấn F được xác định theo biểu thức

$$F = \frac{I}{j}, mm^2 \qquad (8.8)$$

trong đó:

j - mật độ dòng điện (A/mm^2), lấy giá trị trong khoảng 3,5 ÷ 5 đối với dây đồng và 2 ÷ 3 đối với dây nhôm.

Số vòng dây cần thiết để quấn quanh vỏ máy có thể xác định theo biểu thức

$$\omega = \frac{q.U_s}{l} \qquad (8.9)$$

q - hệ số phụ thuộc vào kích thước của vỏ máy, có thể xác định theo biểu thức

$$q = \frac{83}{d}\sqrt{\frac{l}{b.\Delta P}} \qquad (8.10)$$

d - khoảng cách từ vòng dây đến vỏ máy, cm;

b - chiều dày vỏ máy, cm;

Giá trị của hệ số q cũng có thể xác định phụ thuộc vào giá trị ΔP theo bảng 8.5.

Bảng 8.5. Giá trị của hệ số q phụ thuộc vào suất tiêu hao công suất sấy

ΔP, kW/m²	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5	1,75	2	2,5	3	3,5	4
q	2,5	2,3	2,02	1,81	1,68	1,61	1,54	1,43	1,34	1,28	1,22

Có thể tiến hành sấy máy có hoặc không có chân không. Trước khi sấy, máy cần phải được làm vệ sinh sạch sẽ. Khi sấy, dầu trong thùng được xả hết, tất cả các lỗ được bịt kín, nếu là sấy chân không, còn nếu sấy không có chân không thì cần bố trí các ống thoát khí trên mặt máy để thông gió. Trong trường hợp sấy có chân không thì cần bố trí một bình ngưng giữa máy và bơm chân không với mục đích làm ngưng đọng hơi ẩm và chống sự nhũ hoá của dầu trong bơm chân không. Trong quá trình sấy cần gia nhiệt ở đáy máy bằng gió nóng hoặc lò điện trở. Quá trình sấy diễn ra như sau:

* *Sấy không có chân không*

- Đóng điện cho cuộn dây sấy, nâng nhiệt độ không khí trong thùng lên đến 100^0C; tốc độ tăng nhiệt không quá $4 \div 6^0C/h$;

- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết (90^0C ở trụ thép, 95^0C ở cách điện và 100^0C ở vỏ máy). Trước khi đạt đến nhiệt độ 80^0C, các lỗ thông gió cần được đậy kín, sau đó mới mở ra để thông gió. Thời gian gia nhiệt tối thiểu ứng với các máy biến áp với các gam công suất (MVA) cho trong bảng 8.6.

Bảng 8.6. Thời gian gia nhiệt tối thiểu của quá trình sấy không có chân không đối với các loại máy biến áp

S, MVA	dưới 35 kV			trên 35 kV			
	0,1	0,1 ÷ 6,3	> 6,3	< 6,3	6,3 ÷ 16	16 ÷ 80	> 80
t_{gn}, h	3	5 ÷ 8	10 ÷ 25	25	30	35	60

- Để tăng nhanh quá trình sấy cần thực hiện sự khuếch tán nhiệt bằng cách luân phiên cắt sấy và thổi gió lạnh để hạ nhiệt độ xuống còn 50 ÷ 70^{0}C, sau đó lại đóng sấy và nâng nhiệt độ lên như cũ. Quá trình sấy kết thúc khi các số liệu về điện trở cách điện và tgδ của cạc điện đạt giá trị ổn định.

- Cắt sấy, để nhiệt độ giảm dần xuống còn 70^{0}C, sau đó tiến hành rửa đáy và bơm dầu nóng 50 ÷ 60^{0}C ngập ruột ngâm trong 3 h đối với máy dưới 35 kV hoặc 12 h đối với máy trên 35 kV.

* *Sấy có chân không* được tiến hành theo trình tự sau:

- Đóng điện cuộn dây sấy nâng dần nhiệt độ lên 100^{0}C trong vòng ít nhất 24 h (tốc độ 4 ÷ 6^{0}C/h).

- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết (tương tự như trường hợp sấy không có chân không). Trong quá trình gia nhiệt cứ sau mỗi 2 h tiến hành chạy bơm chân không trong 30 ph, đồng thời mở gió nóng vào đáy máy. Thời gian gia nhiệt tối thiểu ứng với các loại máy cho trong bảng 8.7.

Bảng 8.7. Thời gian gia nhiệt tối thiểu đối của quá trình sấy có chân không với các loại máy biến áp

U, kV	35 ÷ 110	110	110	110 ÷ 150	220÷330	500
S, MVA	< 6,3	6,3 ÷ 16	16 ÷ 80	> 80	200	mọi CS
t_{gn}, h	50	60	70	120		160

- Sau khi đã đủ thời gian gia nhiệt, tiến hành sấy máy trong chân không. Chân không được tạo dần dần, cứ 15 ph nâng thêm 100 mmHg cho đến giới hạn cho phép (750 mmHg đối với máy 220 kV và 350 mmHg đối với máy 110 kV). Quá trình sấy chân không được tiến hành cho đến khi không còn nước đọng ở bình ngưng và các tham số cần thiết ổn định trong 48 h đối với máy 110 kV trở lên và 6 h đối với máy 35 kV trở xuống.

- Để máy nguội trong chân không cho đến 65^{0}C;

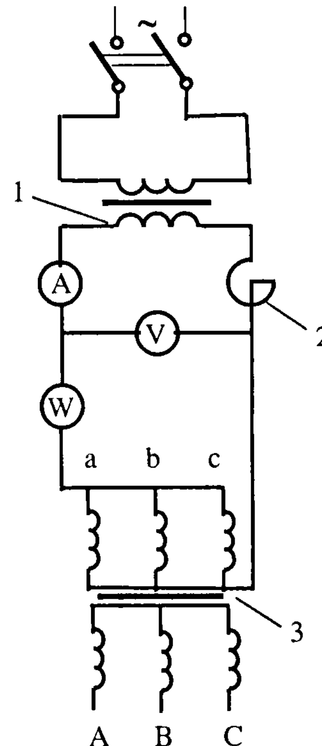
- Bơm dầu vào rửa máy;

- Bơm dầu vào máy trong chân không;

- Duy trì chân không trên mặt thoáng dầu trong vòng 10 h đối với máy 110 kV trở xuống và 20 h đối với máy 220 kV trở lên.

5) Sấy bằng dòng điện thứ tự không

Nguyên lý sấy máy biến áp bằng dòng điện thứ tự không dựa trên sự phát nhiệt của dòng điện xoáy trong lõi thép và vỏ máy. Đường sức của từ trường tạo thành mạch khép kín từ lõi thép qua không khí, qua vỏ rồi trở về lõi thép, do đó phương pháp này chỉ có thể áp dụng cho các máy biến áp kiểu lõi. Để tạo ra dòng điện thứ tự không có giá trị lớn, cần phải bố trí sao cho từ thông sinh ra ở các trụ có cùng trị số và cùng chiều. Nếu là loại máy 3 pha với tổ đấu dây là sao-sao thì cần đấu tắt 3 đầu dây của một cuộn lại (cuộn cao hoặc cuộn hạ áp). Điện áp được đưa vào điểm nối



Hình 8.5. Sơ đồ sấy máy biến áp bằng dòng điện thứ tự không:
1- máy biến áp hàn;
2- cuộn kháng điện;
3- máy biến áp sấy.

tắt và điểm trung tính (hình 8.5). Nếu là máy biến áp 3 pha kiểu đấu sao-tam giác thì cần phải tháo hở mạch cuộn tam giác và đặt điện áp thích hợp vào đó, còn cuộn đấu sao thì để hở. Hoặc nối tắt 3 đầu dây của cuộn đấu sao và đưa điện vào điểm nối tắt và điểm trung tính còn cuộn tam giác thì để hở.

Điện áp sấy đưa vào mạch phụ thuộc vào kích thước của máy, có thể xác định theo biểu thức sau

$$U_s = \sqrt{\frac{P.Z_0 10^3}{3\cos\varphi_0}}, V \quad (8.11)$$

trong đó:

$\cos\varphi_0$ - hệ số công suất sấy, có giá trị trong khoảng 0,2 ÷ 0,7 (công suất cành bé thì $\cos\varphi$ càng nhỏ) ;

Z_0 - điện trở thứ tự không, Ω;

$$Z_0 = (3 \div 5) Z_{BA} \frac{h_{cd}}{b_k} \quad (8.12)$$

ở đây:

h_{cd} - chiều cao của cuộn dây, cm;

b_k - chiều rộng khe hở giữa lõi thép và thành thùng biến áp, cm;

Z_{BA} - điện trở của cuộn dây máy biến áp, Ω.

$$Z_k = \frac{10.U_k.U_n^2}{S_n} \quad (8.13)$$

trong đó:

U_k - điện áp ngắn mạch của máy biến áp, %;

U_n - điện áp định mức phía thứ cấp của máy biến áp, kV;

S_n- công suất định mức của máy biến áp, kVA.

P - công suất sấy, có thể xác định theo biểu thức

$$P = 1 + \frac{S_n}{100}, kW \quad (8.14)$$

Điện áp sấy được chọn đối với cuộn dây thứ cấp của máy biến áp. Giá trị $\cos\varphi_0$ lấy trong khoảng 0,2 ÷ 0,7 tuỳ thuộc vào công suất máy

biến áp, công suất càng nhỏ thì giá trị $\cos\varphi_0$ càng nhỏ. Dòng điện sấy có thể xác định theo biểu thức

$$I_s = \frac{\sqrt{30.S_n}}{U_n}, \text{A} \qquad (8.15)$$

Quá trình sấy bằng dòng điện thứ tự không cũng tương tự như quá trình sấy cảm ứng. Phương pháp sấy bằng dòng điện thứ tự không có ưu điểm là đơn giản, chi phí điện năng ít, nhưng có nhược điểm là chỉ có thể áp dụng chi một số loại máy biến áp, đòi hỏi nguồn điện áp phi tiêu chuẩn, tức là cần có thiết bị đặc biệt để điều chỉnh điện áp đưa vào mạch, ngoài ra còn có nhược điểm là có thể gây quá nhiệt cục bộ. Phương pháp này thường được áp dụng để sấy các máy biến áp loại vừa và nhỏ.

8.4.3. Phụ sấy máy biến áp

Quá trình phụ sấy chỉ có thể làm giảm bớt hơi ẩm trên bề mặt cách điện. Quá trình phụ sấy được thực hiện bởi sự gia nhiệt trong ruột máy. Sự gia nhiệt có thể được tiến hành bằng dòng điện một chiều hoặc dòng điện ngắn mạch. Trong quá trình gia nhiệt, nhiệt độ dầu được tăng dần cho đến khi lớp dầu trên cùng đạt đến nhiệt độ 80^0C. Tốc độ tăng nhiệt độ phụ thuộc vào quá trình gia nhiệt: dưới 20^0C là $5 \div 8^0$C/h; từ $20 \div 50^0$C là $3 \div 5^0$C/h và từ $50 \div 80^0$C là $2 \div 3^0$C/h. Thời gian gia nhiệt t_{gn} được duy trì phụ thuộc vào loại máy biến áp, xem bảng 8.8.

Bảng 8.8. Thời gian gia nhiệt tối thiểu của quá trình phụ sấy đối với các loại máy biến áp

t_{gn}, h	loại máy biến áp
48	máy 35 và 110 kV công suất dưới 80 MVA
54	máy 110 ÷ 150kV công suất 80 ÷ 400 MVA; máy 220 kV công suất dưới 200 MVA
72	máy 110 ÷ 150 kV công suất trên 400 MVA máy 220 kV công suất trên 200 MVA máy 500 kV mọi cấp công suất

Trong quá trình gia nhiệt đối với máy biến áp từ 35 kV trở xuống không cần phải tạo chân không nhưng cần phải tạo sự tuần hoàn dầu từ dưới lên trên sau mỗi 12 h. Đối với các loại máy biến áp 110 kV trở lên cần tạo chân không và liên tục tuần hoàn dầu. Sau khi kết thúc quá trình gia nhiệt, dầu được rút hết ra khỏi máy và để nguội tự nhiên. Đối với máy 110 kV trở lên cần duy trì chân không ít nhất trong vòng 20 h.

8.5. Vận hành các thiết bị phân phối

8.5.1 Vận hành máy cắt điện

1) Công tác kiểm tra: Máy cắt điện được kiểm tra 2 lần mỗi năm và cứ sau mỗi lần cắt sự cố. Trong quá trình kiểm tra cần lưu ý xem xét đến những dấu hiệu đặc biệt. Kiểm tra mức dầu của máy cắt, trong trường hợp cần thiết cần tăng thêm cho đủ. Dầu máy cắt được thay hoàn toàn sau một số lần xác định máy cắt cắt ngắn mạch. Khi kiểm tra các bộ phận truyền động cần chú ý đến tình trạng của các lò xo, đặc biệt tình trạng của các tiếp điểm liên động. Các công việc kiểm tra bao gồm:

- Mức dầu, màu dầu, van an toàn, hệ thống dầu (hoặc khí nén);
- Sự liên động giữa máy cắt và dao cách ly;
- Trạng thái của máy cắt tương ứng với tín hiệu (con bài hoặc đèn);
- Tốc độ cắt.

Tất cả các kết quả quan sát cần được ghi vào sổ nhật ký.

2) Bảo dưỡng và sửa chữa

Chu kỳ sửa chữa và bảo dưỡng được xác định phụ thuộc vào số lần máy cắt làm việc khi có sự cố ngắn mạch. Nếu dòng ngắn mạch có giá trị khoảng 30 ÷ 60% giá trị giới hạn của máy cắt thì số lần là 10, nếu dòng ngắn mạch lớn hơn thì số lần sẽ giảm đi.

Bảo dưỡng và sửa chữa được tiến hành bởi đội sửa chữa chuyên môn. Máy cắt được đưa ra khỏi mạng điện và được tháo lắp theo trình tự nhất định. Cùng với việc bảo dưỡng máy cắt thường tiến hành bảo dưỡng luôn các bộ truyền động. Sau mỗi lần bảo dưỡng cần tiến hành thử

nghiệm đóng cắt máy bằng tay và bằng cơ cấu tự động. Kiểm tra sự tác động chính xác của hệ thống tự động đóng lặp lại, tự động đóng dự phòng.

3) Thao tác đóng cắt: Việc điều khiển máy cắt có thể được thực hiện từ xa hoặc bằng tay. Sau khi đã thao tác đóng cắt máy cắt cần kiểm tra trạng thái thực sự của nó, bởi vì đôi khi lệnh đóng cắt không được thực hiện do nguyên nhân nào đó. Việc kiểm tra này có thể dựa vào đền tín hiệu, các thiết bị đo lường, vị trí của các con bài v.v. Trong nhiều trường hợp cần định vị trạng thái của máy cắt trước khi tiến hành các thao tác với dao cách ly.

8.5.2. Vận hành dao cách ly và dao ngắt mạch

1) Dao cách ly được thiết kế để đóng cắt mạch điện không có phụ tải hoặc phụ tải rất nhỏ. Dao cách ly được bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ, khi bảo dưỡng định kỳ cần làm sạch các lưỡi dao, kiểm tra lực ép cần thiết của các lưỡi dao. Trong chế độ vận hành dao cách ly cần được thoả mãn các yêu cầu sau:

- Khi làm việc với dòng định mức nhiệt độ tại điểm tiếp xúc của dao cách ly không được vượt quá 75^0C;

- Hệ thống tiếp xúc của dao cần phải chịu được tác động nhiệt và cơ học;

- Ở chế độ mở, vị trí của dao phải được cố định chắc chắn;

- Khi có tác động của dòng ngắn mạch ở chế độ đóng độ tiếp xúc của dao phải được giữ vững bởi các khoá cơ hoặc từ;

- Cơ cấu truyền động của dao cách ly phải có khoá liên động đối với máy cắt và dao nối đất để đảm bảo dao cách ly chỉ có thể cắt khi máy cắt ở trạng thái mở và lưỡi dao tĩnh của dao cách ly được nối đất khi dao ở trạng thái mở;

- Cách điện của dao cách ly phải đảm bảo cho mạng làm việc ở mọi thời tiết. Sứ cách điện phải có độ bền cơ học chịu được các lực tác động trong quá trình vận hành.

Trước khi tiến hành các thao tác với dao cách ly cần kiểm tra tình trạng của chúng. Nếu có dấu hiệu đe doạ sự an toàn của người và thiết bị thì cần thông báo ngay với người ra lệnh để có biện pháp khắc phục. Khi đóng dao cách ly mà thấy có hiện tượng hồ quang giữa các lưỡi dao thì không được ngập ngừng hoặc lại cắt ra vì như vậy có thể kéo dài hồ quang và dẫn đến ngắn mạch giữa các pha. Các thao tác phải được thực hiện dứt khoát đến cùng.

Khi tiến hành cắt dao cách ly đầu tiên phải thử tác động lên cánh tay đòn để khẳng định không có cản trở gì trong quá trình thao tác. Vào thời điểm các tiếp điểm rời nhau nếu có hiện tượng hồ quang thì cần đóng ngay lại, vì có thể trong mạch còn có phụ tải, cần kiểm tra xác minh nguyên nhân gây hồ quang. Chú ý là dao cách ly và dao ngắt mạch chỉ có thể cắt được dòng không tải của máy biến áp và đường dây. Sau khi đã tiến hành các thao tác đối với dao cách ly cần kiểm tra tình trạng thực sự của nó, vì có thể các lưỡi dao không hoàn toàn ăn khớp nhau, hoặc đóng không chặt.

2) Dao ngắt mạch: Về cấu trúc, dao ngắt mạch không khác gì nhiều so với dao cách ly. Dao ngắt mạch cùng với sự phối hợp của dao ngắn mạch dùng để bảo vệ trạm biến áp khi có sự cố. Cũng như dao cách ly, dao ngắt mạch được kiểm tra định kỳ, trong thời gian kiểm tra cần chú ý đến tình trạng sứ cách điện, các dao tiếp xúc v.v. Các thao tác bảo dưỡng, đóng cắt cũng giống như đối với dao cách ly.

8.5.3. Vận hành máy biến đổi đo lường

1) Máy biến dòng: Máy biến dòng được chế tạo với dòng thứ cấp là 5A hoặc 1A; Chúng làm việc gần với chế độ ngắn mạch. Khi hở mạch phía thứ cấp, từ thông và suất điện động trong mạch tăng rất lớn gây nguy hiểm đến tính mạng người và thiết bị. Ngoài ra ở chế độ bảo hoà từ hao tổn trong lõi sắt tăng làm nóng thiết bị và gây hỏng cách điện. Bởi vậy mạch thứ cấp phải luôn luôn được khép kín, hơn thế nữa, một đầu của nố phải được nối đất. Máy biến dòng được kiểm tra định kỳ, công việc kiểm

tra bao gồm:

- Sơ đồ nối nhất thứ và nhị thứ;
- Mức dầu, màu dầu qua bộ chỉ thị;
- Tình trạng của cách điện và hệ thống nối đất.

2) Máy biến điện áp thường được chế tạo với điện áp thứ cấp là 100 V hoặc $100/\sqrt{3}$ V. Máy biến điện áp làm việc ở chế độ gần không tải. Để bảo vệ máy biến điện áp khỏi ngắn mạch cần phải đặt cầu chảy hoặc aptômát, với mục đích an toàn, một đầu dây cuộn thứ cấp luôn luôn được nối đất.

Công việc vận hành máy biến điện áp gồm: kiểm tra, giám sát định kỳ, bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ. Công việc kiểm tra thường được tiến hành cùng với các thiết bị phân phối khác. Khi kiểm tra cần chú ý đến tình trạng nguyên vẹn của thiết bị, không có sự rò rỉ của dầu, sứ cách điện sạch sẽ v.v. Quá trình thử nghiệm máy biến điện áp gồm:

- Đo điện trở cách điện bằng mêgômét 1000 hoặc 2500 V. Điện trở cách điện của cuộn thứ cấp không được nhỏ hơn 1 MΩ.
- Đo tgδ bằng cầu xoay chiều;
- Thử nghiệm điện áp cao;
- Thử nghiệm dầu.

8.5.4. Vận hành các thiết bị chống sét

Thiết bị chống sét ống và chống sét van cần được chăm sóc bảo dưỡng hàng năm. Vào mùa dông bão chống sét van cần được kiểm tra hàng tháng. Trong quá trình kiểm tra cần chú ý đến tình trạng của sứ cách điện, mà cần được lau chùi thường xuyên; Các bộ phận bằng kim loại cần được bôi mỡ chống sự ăn mòn, gỉ sét và các tác động của của môi trường xung quanh. Một trong những kiểm tra hàng năm là đo dòng điện dò qua bề mặt sứ bằng điện áp một chiều.

Chống sét ống được xem xét ở tất cả các lần đi kiểm tra đường dây, cần chú ý đến trạng thái của tín hiệu chỉ sự tác động của thiết bị

chống sét. Trong trường hợp thiết bị chống sét đã tác động thì cần quan sát kỹ bằng ống nhòm xem có dấu vết hư hỏng trên ống, trên xà sứ, hay không, có cần phải điều chỉnh lại khoảng phóng điện chưa v.v.? Trong trường hợp cần thiết thì phải báo ngay cho trực ban để có biện pháp xử lý. Tất cả các dấu hiệu phát hiện trong quá trình quan sát cần phải ghi vào sổ trực. Vào đầu mùa mưa bão cần tiến hành bảo dưỡng và kiểm tra: chống sét được tháo xuống để kiểm tra các bộ phận dập hồ quang, các khoảng phóng điện, chỉnh định lại các cực v.v. Vào cuối mùa mưa bão cần tiến hành bảo dưỡng ngoài cho các thiết bị chống sét. Tình trạng của các cột và dây thu lôi cũng phải được kiểm tra thường xuyên, đặc biệt chú ý đến các điểm nối. Tình trạng của hệ thống tiếp địa được kiểm tra 2 năm một lần. Nếu giá trị điện trở nối đất tăng 20% so với giá trị cho phép thì cần phải đặt thêm tiếp địa và dùng các biện pháp khác để khắc phục.

8.5.5. Vận hành tụ điện

Tụ điện là thiết bị rất nhạy cảm, nên trong mạch của nó cần luôn luôn có các thiết bị bảo vệ. Các tụ điện cao áp thường là tụ một pha, khi mắc theo hình sao hay tam giác đều cần có cầu chảy bảo vệ. Các thiết bị đóng cắt có thể dùng máy cắt hoặc máy cắt phụ tải. Đặc điểm của các tụ điện là sau khi đã cắt khỏi mạch vẫn còn duy trì điện áp dư trên các đầu cực nên có thể gây nguy hiểm cho người vận hành. Bởi vậy sau khi vừa cắt tụ ra khỏi mạng điện cần phải phóng hết điện áp dư qua một điện trở. Ở mạng điện cao áp người ta sử dụng ngay các cuộn dây của các máy biến điện áp làm điện trở phóng điện của tụ khi đã ngắt ra khỏi mạng, vì vậy máy BU được nối vào phía dưới các thiết bị đóng cắt ngay trên đầu cực của nhóm tụ. Trong trường hợp tụ được dùng để bù cho động cơ hoặc máy biến áp thì dùng ngay các cuộn dây của stator của động cơ hoặc cuộn sơ cấp của máy biến áp để làm điện trở phóng điện. Đối với tụ điện hạ áp người ta thường dùng các bóng đèn sợi đốt làm điện trở phóng điện. Dùng đèn sợi đốt có lợi là khi tụ đã phóng điện hết thì đèn cũng tắt nên rất dễ theo dõi. Điện trở phóng điện được xác định theo biểu thức:

$$R_{pđ} = 15.10^6 \frac{U_{du}^2}{Q}; \qquad (8.16)$$

trong đó:

U_{du} - điện áp dư trên các cực của tụ;

Q - công suất của tụ.

Tụ điện phải được đặt ở những nơi khô ráo ít bụi bẩn, trong các buồng riêng có trang bị các thiết bị phòng chống cháy nổ. Không nên để ánh nắng tự nhiên chiếu trực tiếp vào tụ. Tụ hạ áp được đặt trong tủ 2 tầng, giữa các tầng có khoảng cách thích hợp đảm bảo độ thông thoáng.

Như đã biết, tụ điện rất nhạy cảm đối với các thông số chế độ như điện áp, tần số v.v. Khi điện áp quá lớn cường độ điện trường của tụ vượt quá giới hạn cho phép (12 ÷ 13 kV/mm) khi đó sẽ phát sinh hiện tượng ion hoá dầu cách điện dẫn đến sự cố ngắn mạch. Nếu nhiệt độ của tụ quá cao sẽ dẫn đến hiện tượng trương phình có thể gây nổ. Tóm lại khi vận hành tụ điện cần đặc biệt lưu ý các điểm sau:

- Tụ điện sau khi cắt khỏi mạng vẫn còn duy trì điện áp dư gây nguy hiểm cần phải có biện pháp phóng tụ.
- Tụ điện rất nhạy cảm với các thông số chế độ nên cần luôn được bảo vệ chống các hiện tượng vượt quá các trị số cho phép.

8.5.6. Vận cuộn kháng điện và cuộn dập hồ quang

1) Cuộn kháng điện

Các cuộn kháng điện đóng vai trò hạn chế dòng điện ngắn mạch và giữ mức điện áp trên thanh góp khi có ngắn mạch ở phía sau. Trong trường hợp ngắn mạch xảy ra ở mạng điện phân phối, các cuộn kháng điện phải duy trì điện áp dư trên thanh góp không thấp hơn 70% giá trị điện áp định mức. Các cuộn kháng điện có cấu tạo gồm các vòng dây cách điện bằng đồng hoặc nhôm gắn trên các giá đỡ bêtông. Sau khi chế tạo các cuộn kháng điện được trải qua quá trình sấy và được quét sơn cách điện chống ẩm. Trong quá trình vận hành, điện trở cách điện của các vòng dây với giá bêtông được kiểm tra định kỳ bằng Mêgômét 1000 ÷ 2500 V, giá trị điện trở này không được nhỏ hơn 0,5 MΩ. Sự suy giảm

giá trị điện trở của giá bêtông không thực sự nguy hiểm ở chế độ làm việc bình thường, nhưng trong trường hợp ngắn mạch nó có thể dẫn đến sự phóng điện giữa các vòng dây vì khi đó độ rơi điện áp ở cuộn kháng điện có giá trị rất lớn. Các trụ sứ đỡ giá bêtông được thử nghiệm bằng điện áp cao theo quy chuẩn.

Trong quá trình làm việc cuộn kháng điện chịu sự đốt nóng của dòng điện. Việc làm mát cuộn kháng có thể được thực hiện bằng sự đối lưu không khí tự nhiên, hoặc bằng dầu, bởi vậy trong quá trình vận hành cần phải xem xét sự thông thoáng của nơi đặt kháng điện. Khi ngắn mạch các vòng dây của cuộn kháng điện chịu tác động của các lực điện từ lớn, điều đó có thể dẫn đến sự xuất hiện của các vết rạn nứt hoặc làm biến dạng giá bêtông, vì vậy cuộn kháng phải được kiểm tra sau mỗi lần ngắn mạch. Các cuộn kháng điện làm mát bằng dầu sử dụng ở các mạng điện 35 kV trở lên cũng được kiểm tra tương tự như đối với máy biến áp.

2) Cuộn dập hồ quang

Trong mạng điện trung tính cách ly, khi có ngắn mạch một pha chạm đất, điện áp của pha bị ngắn mạch giảm xuống bằng 0, còn điện áp của các pha lành tăng lên $\sqrt{3}$ lần, tức là bằng điện áp dây. Dòng điện ngắn mạch có giá trị bằng tổng các dòng điện dung của các pha lành. Nếu dòng ngắn mạch chạm đất có giá trị lớn thì sẽ dẫn đến hiện tượng cháy tắt hồ quang (hồ quang chập chờn) và điều đó sẽ dẫn đến sự quá điện áp nội bộ rất nguy hiểm. Cuộn dập hồ quang được mắc giữa điểm trung tính và đất để trung hoà dòng ngắn mạch mang tính điện dung và do đó có thể ngăn ngừa sự xuất hiện của hồ quang chập chờn. Cuộn dập hồ quang được chế tạo với các nấc điều chỉnh. Trong quá trình vận hành cho phép điều chỉnh quá hoặc thiếu điều hoà. Quá điều hoà, tức là dòng qua cuộn kháng điện lớn hơn dòng điện dung ($I_{kd} > I_C$) cho phép điều chỉnh ở mạng điện mà có thành phần phản kháng của dòng ngắn mạch chạm đất không vượt quá 5A và độ mất điều hưởng ($\frac{I_c - I_k}{I_c}100$) không quá 5%. Sự điều chỉnh thiếu điều hoà ($I_k < I_c$) được áp dụng trong mạng cáp và đường dây

trên không, nếu sự ngắn mạch không đối xứng bất kỳ trong các mạng điện này không dẫn đến sự chuyển dịch trung tính quá 70% giá trị điện áp pha. Việc điều chỉnh có thể được thực hiện theo ba cách: thay đổi nấc của cuộn dây; thay đổi khe hở của mạch từ và thay đổi độ từ hoá bởi dòng điện một chiều. Sự điều chỉnh chỉ được tiến hành khi cuộn dây đã được cắt ra khỏi mạng điện.

Trong quá trình vận hành cuộn dập hồ quang được kiểm tra khi mỗi lần có sự cố ngắn mạch chạm đất đồng thời với việc tìm kiếm (định vị) điểm xảy ra ngắn mạch. Nếu quá trình tìm kiếm sự cố diễn ra quá lâu thì nhất thiết phải kiểm tra cẩn thận sự gia tăng của nhiệt độ dầu trong cuộn dập hồ quang. Việc kiểm tra này được thực hiện 30 ph một lần. Nhiệt độ tối đa cho phép là 100^0C. Đại tu định kỳ cuộn dây dập hồ quang được tiến hành 12 năm một lần.

8.6. Thao tác chuyển đổi sơ đồ trong trạm biến áp

8.6.1. Thủ tục và trình tự chuyển đổi sơ đồ

Tất cả các thiết bị trong hệ thống điện có thể nằm trong 1 từ 3 trạng thái: làm việc; sửa chữa và dự phòng. Sự chuyển đổi trạng thái sơ đồ của các phần tử hệ thống điện được thực hiện bởi sự phối hợp hoạt động của các nhân viên vận hành dưới sự chỉ đạo của kỹ sư trực ban.

1. Lệnh đóng cắt được trao trực tiếp cho người thực hiện. Trong lệnh ghi rõ trình tự và mục đích đóng cắt. Nhân viên thừa hành ghi lại lệnh này vào sổ trực. Trình tự thao tác được kiểm tra trên sơ đồ thao tác.

2. Phiếu thao tác đóng cắt: Theo lệnh đóng cắt, trực ban lập phiếu thao tác, trong đó ghi rõ tất cả các thao tác và hình thức thực hiện: thao tác bằng cơ cầu điều khiển từ xa, bảo vệ rơle hay bằng tay v.v.

3. Trình tự thực hiện: Khi cán bộ vận hành nhận được phiếu thao tác sẽ phải tiến hành những công việc sau:

- Kiểm tra sơ đồ hiện trường, nhân diện chính xác các thiết bị cần thao tác;

- Đọc kỹ nội dung của công việc được ghi trong phiếu thao tác và thực hiện chúng;

- Đánh dấu những công việc đã thực hiện trong phiếu thao tác.

Quá trình thao tác có thể được thực hiện bởi 1 hoặc 2 người tuỳ theo mức độ phức tạp của các công việc. Khi 2 người thực hiện thì người có bậc an toàn cao hơn sẽ giám sát chỉ đạo còn người kia tiến hành các thao tác.

4. Thông tin về sự kết thúc thao tác

Sau khi kết thúc các công việc phải ghi tất cả các thao tác đã thực hiện vào sổ trực, đồng thời biểu thị những thay đổi trên sơ đồ thao tác, báo cáo với người ra lệnh thao tác về sự kết thúc công việc.

8.6.2. Trình tự thao tác đóng cắt máy biến áp:

Việc đóng máy biến áp và mạng có liên quan đến chế độ quá độ mà dòng từ hoá tăng đột ngột có thể vượt giá trị định mức. Ở trạm giảm áp khi có trên hai máy biến áp làm việc song song, việc đóng thêm một máy vào được tiến hành trước tiên là phía cao áp, nếu đóng phía thứ cấp trước thì sẽ có nguy cơ làm máy biến áp đang làm việc bị cắt bởi tác động của dòng từ hoá lên bảo vệ rơle.

1) Khi đưa máy biến áp vào vận hành trước hết cần đóng các dao cách ly (hình 8.6), tiếp đó là các máy cắt cao áp phía sơ cấp, sau đó đóng đến máy cắt tổng phía thứ cấp và cuối cùng là các máy cắt của các lộ ra.

2) Khi cắt máy biến áp ra khỏi mạng thì quá trình được thực hiện theo quy trình ngược lại, tức là trước hết cắt các máy cắt ở các lộ ra rồi đến máy cắt tổng phía thứ cấp v.v.

3) Quy trình đóng máy biến áp 3 cuộn dây được thực hiện theo trình tự :

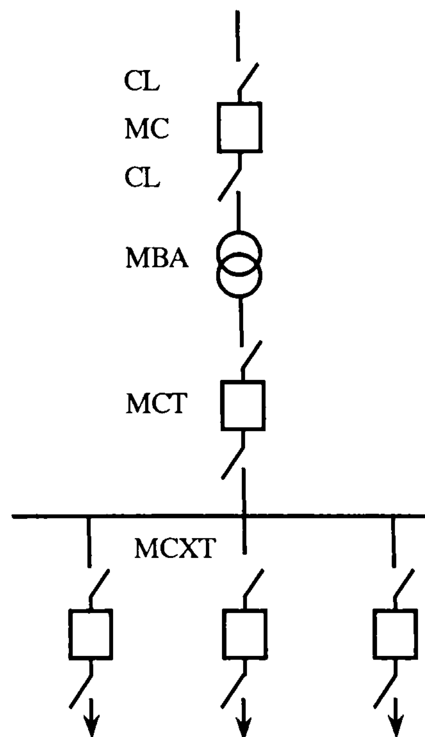
- Đóng dao cách ly thanh cái, dao cách ly biến áp phía cao, trung và hạ áp;
- Đóng máy cắt cao, trung và hạ áp.

4) Quy trình cắt máy biến áp 3 cuộn dây được thực hiện theo trình tự ngược lại: cắt máy cắt phía hạ, trung, cao áp sau đó là dao cách ly biến áp ở 3 phía.

Ở một số trạm biến áp đơn giản không có máy cắt ở phía sơ cấp cần hết sức chú ý để không bao giờ cắt dao cách ly khi có dòng điện phụ tải. Việc cắt dòng phụ tải được thực hiện bởi máy cắt phía thứ cấp.

5) Một số quy định khi thực hiện các công việc trong trạm biến áp

- Khi vào trạm biến áp phải luôn luôn đảm bảo khoảng cách an toàn: Đối với mạch cao áp 10 kV khoảng cách này là 0,8 m, với mạng hạ áp là 0,3 m cấm không được vượt qua lưới chắn bảo vệ .



Hình 8.6. Sơ đồ thao tác trạm biến áp:
MC - máy cắt;
CL - dao cách ly;
MCT - máy cắt tổng;
MCXT - máy cắt xuất tuyến.

- Khi trời có dông, sấm sét, phải ngừng ngay mọi công việc trong trạm biến áp.

- Trong mỗi trạm biến áp phải có đầy đủ các phương tiện, dụng cụ:

+ Sổ ghi chép các tình trạng kỹ thuật của các thiết bị;

+ Dụng cụ phòng hộ: găng tay, ủng cách điện, sào, thảm cách điện v.v.

+ Đèn chiếu sáng dự phòng;

+ Biển báo an toàn;

+ Các dụng cụ phòng chống cháy nổ v.v.

8.6.3. Chuyển đổi trạng thái của các phần tử mạng điện

1). Chuyển đổi hệ thanh cái từ trạng thái dự phòng sang trạng thái làm việc và ngược lại: Giả sử cần chuyển thanh cái II (hình 8.7) từ trạng thái dự phòng sang trạng thái làm việc và đưa hệ thanh cái I từ trạng thái làm việc sang trạng thái dự phòng ta cần tiến hành các thao tác sau:

- Kiểm tra sự đồng bộ của điện áp trên 2 thanh cái;
- Đóng máy cắt liên lạc MCL và kiểm tra trạng thái của nó;
- Đóng các dao cách ly của tất cả các thiết bị vào thanh cái II;
- Cắt tất cả các dao cách ly của các thiết bị ra khỏi thanh cái I, trừ dao cách ly của máy cắt liên lạc và của máy biến áp đo lường;
- Chuyển nguồn điện áp của mạch bảo vệ rơle và tự động điều khiển và tất cả các thiết bị đo đếm sang máy biến áp đo lường của thanh cái II;
- Kiểm tra bằng chỉ số của Ampemét sự vắng mặt của dòng phụ tải trên máy cắt liên lạc;
- Đưa dòng thao tác đến bộ truyền động để cắt máy cắt liên lạc MCL;
- Kiểm tra bằng Vonmét sự vắng mặt của điện áp trên hệ thanh cái I.

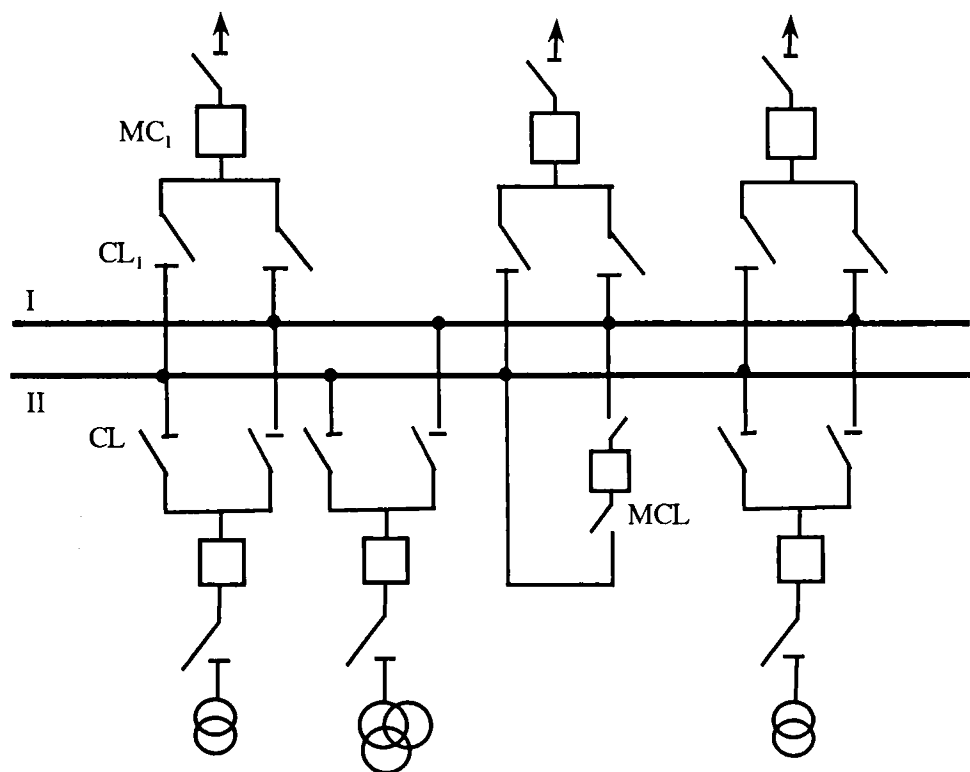
2) Chuyển một máy cắt đang làm việc sang trạng thái sửa chữa

Giả sử cần đưa máy cắt MC_1 từ trạng thái làm việc sang trạng thái sửa chữa ta sẽ đưa máy cắt liên lạc MCL vào làm việc thay thế cho MC_1. Quá

trình thao tác được tiến hành theo các trình tự sau:

- Kiểm tra sự nguyên vẹn của thanh cái dự phòng và máy cắt liên lạc MCL;
- Cắt máy cắt MC_1 và các dao cách ly của nó ra khỏi mạng điện;
- Nối đất MC_1 và đường dây;
- Nối tắt hai đầu dây vào ra của MC_1 bằng các dây dẫn mềm;
- Tháo dây tiếp địa của đường dây;
- Đóng dao cách ly đường dây và dao cách ly thanh cái dự phòng;
- Đóng máy cắt MCL.

Kết quả là đường dây được nối với hệ thanh cái dự phòng và máy cắt liên lạc.



Hình 8.7. Sơ đồ chuyển đổi hai hệ thống thanh cái.

3) Chuyển dao cách ly sang trạng thái sửa chữa

Giả sử ta cần chuyển dao cách ly CL_1 (hình 8.7) đang từ trạng thái làm việc sang trạng thái dự phòng để đưa ra sửa chữa, ta cần tiến hành các bước sau:

- Cắt máy cắt MC_1;
- Cắt dao cách ly CL_1;
- Tiến hành các thao tác chuyển đổi từ hệ thanh cái I sang hệ thanh cái II như đã trình bày ở mục 8.6.3.a trên.

8.7. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 8.1: Hãy tính toán sấy bằng phương pháp cảm ứng cho máy biến áp TM1000/10, biết kích thước của mày như sau: chiều cao vỏ máy h = 1,7 m, chu vi l = 6,8m.

Giải: Trước hết ta xác định công suất cần thiết để sấy theo biểu thức (8.6)

$$P = \Delta P.h.l = 1,9.1,8.6,8 = 21,96 \text{ kW}$$

Giá trị ΔP được chọn theo bảng 8.4: ứng với chu vi l < 10m ta lấy ΔP=1,9 kW/m^2, hệ số cosφ = 0,5;

Chọn điện áp sấy U_s = 100V. Dòng điện chạy trong cuộn dây sấy có giá trị:

$$I = \frac{P.10^3}{U_s.\cos\varphi} = \frac{21,96.10^3}{100.0,5} = 439,28A$$

Dự định dùng dây dẫn bằng đồng với mật độ dòng điện j = 4 A/mm^2. Tiết diện dây quấn F được xác định theo biểu thức

$$F = \frac{I}{j} = \frac{439,28}{4} = 109,82 \text{ mm}^2$$

Ta chọn dây đồng có tiết diện chuẩn là 120 mm^2.

Ứng với ΔP = 1,9 kW/m^2 ta chọn hệ số q = 1,57 (bảng 8.5). Số vòng dây cần thiết để quấn quanh vỏ máy có thể xác định theo biểu thức:

$$\omega = \frac{q.U_s}{l} = \frac{1,57.100}{6,8} = 23,09 \text{ chọn } \omega_c = 24 \text{ vòng.}$$

Ví dụ 8.2: Hãy tính toán sấy bằng dòng điện thứ tự không cho máy biến áp TM630/10, biết kích thước của mày như sau: chiều cao cuộn dây là h_{cd} = 90 cm, khoảng cách giữa lõi thép và thành thùng b_k = 25 cm, công suất định mức của máy biến áp là 630 kVA, điện áp định mức phía thứ cấp là U_n= 0,4 kV, điện áp ngắn mạch U_k = 5,5%, lấy hệ số cosφ = 0,3.

Giải:

Trước hết ta xác định điện trở ngắn mạch của máy biến áp

$$Z_k = \frac{10.U_k.U_n^2}{S_n} = \frac{10.5,5.0,4^2}{630} = 0,014\ \Omega$$

Điện trở thứ tự không:

$$Z_0 = (3 \div 5)Z_k\frac{h_{cd}}{b_k} = 5.0,014\frac{90}{15} = 0,42\ \Omega$$

Công suất sấy:

$$P = 1 + \frac{S_n}{100} = 1 + \frac{630}{100} = 7,3\ kW$$

Điện áp sấy:

$$U_s = \sqrt{\frac{P.Z_0 10^3}{3\cos\varphi_0}} = \sqrt{\frac{7,3.0,42.10^3}{3.0,3}},\ V = 58,3\ V$$

Chọn U_s = 60 V

Bài tập tự giải

8.1. Hãy tính toán sấy bằng phương pháp cảm ứng cho máy biến áp TM630/10, biết kích thước của mày như sau: chiều cao vỏ máy h = 1,3 m, chu vi l = 5,8 m.

8.2. Hãy tính toán sấy bằng dòng điện thứ tự không cho máy biến áp TM250/10, biết kích thước của máy như sau: chiều cao cuộn dây là

h_{cd} = 85 cm, khoảng cách giữa lõi thép và thành thùng b_k = 12 cm, công suất định mức của máy biến áp là 250 kVA, điện áp định mức phía thứ cấp là U_n=0,4 kV, điện áp ngắn mạch U_k= 5,5%, lấy hệ số cosφ = 0,27.

Tóm tắt chương 8

Các máy biến áp phải được kiểm tra định kỳ và kiểm tra bất thường.

Kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp: Việc kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp được tiến hành nhờ thiết bị đo fazomét, hoặc điện kế.

* *Phương pháp định pha trực tiếp:* Một đầu của Vônmét được đấu vào một trong các đầu của cuộn thứ cấp còn đầu thứ hai sẽ lần lượt cho tiếp xúc với ba đầu ra của máy biến áp kia (a_1, b_1, c_1) để đo điện áp. Nếu hai máy biến áp có tổ nối dây như nhau thì 1 trong các phép đo phải có giá trị 0.

* *Phương pháp định pha gián tiếp* được thực hiện với sự trợ giúp của máy biến áp đo lường.

Đóng máy biến áp vào làm việc song song cần thực hiện các điều kiện sau:

- Điện áp sơ cấp và thứ cấp của chúng bằng nhau, tức là có hệ số biến áp giống nhau k_{ba} = const;
- Điện áp ngắn mạch chênh lệch nhau không quá 10%;
- Tổ nối dây như nhau;
- Hoàn toàn đồng pha nhau;
- Sự chênh lệch công suất định mức không quá 4 lần.

Lọc dầu biến thế

Phương pháp ly tâm: Các máy ly tâm có thể lọc dầu ra khỏi các tạp chất cơ học và nước ở dạng nhũ tương.

Dùng phin lọc ép: Các phin lọc có thể được làm bằng giấy cáctông hoặc vải, cách này có ưu điểm là dầu không phải tiếp xúc với không khí.

Phương pháp hấp phụ: Chất hấp phụ thường được dùng để tách nước và các tạp chất hoà tan trong dầu là zeolit và silicagen.

Bơm dầu vào máy biến áp có thể không hoặc có hút chân không.

Sấy máy biến áp

Sấy bằng lò thường được thực hiện tại xưởng chế tạo máy biến áp, nhiệt độ sấy khi xuất xưởng vào khoảng $105 \div 110^0C$.

Phương pháp sấy bằng gió nóng được thực hiện theo nguyên lý thổi gió nóng nhiệt độ chừng $70 \div 80^0C$ vào ruột máy biến áp

Phương pháp sấy bằng bẫy hơi nước ở nhiệt độ siêu lạnh

Phương pháp cảm ứng: Phương pháp này được thực hiện theo nguyên lý phát nóng của dòng điện cảm ứng mà được sinh ra khi cho dòng điện xoay chiều vào các vòng dây quấn quanh vỏ máy biến áp.

Công suất cần thiết đê sấy được xác định theo biểu thức

$$P = \Delta P.h.l, \text{ kW}$$

Số vòng dây cần thiết để quấn quanh vỏ máy có thể xác định theo biểu thức

$$\omega = \frac{q.U_s}{l}$$

Dòng điện chạy trong cuộn dây sấy có giá trị

$$I = \frac{P.10^3}{U_s.\cos\varphi}, A$$

Tiết diện dây quấn F được xác định theo biểu thức

$$F = \frac{I}{j}, \text{ mm}^2$$

* *Sấy không có chân không*

- Đóng điện cho cuộn dây sấy, nâng nhiệt độ trong thùng lên đến 100^0C;
- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết; Thời gian gia nhiệt tối thiểu ứng với các máy biến áp phụ thuộc vào gam công suất của máy;
- Để tăng nhanh quá trình sấy, cần thực hiện sự khuếch tán nhiệt bằng cách luân phiên cắt sấy và thổi gió lạnh để hạ nhiệt độ, sau đó lại đóng

sấy và nâng nhiệt độ lên như cũ;

- Cắt sấy, để nhiệt độ giảm dần xuống còn 70⁰C, sau đó tiến hành rửa đáy và bơm dầu nóng 50 ÷ 60⁰C ngập ruột, ngâm trong 3 h đối với máy dưới 35 kV hoặc 12 h đối với máy trên 35 kV.

* *Sấy có chân không* được tiến hành theo trình tự sau:

- Đóng điện cuộn dây sấy nâng dần nhiệt độ lên 100⁰C trong vòng ít nhất 24 h;
- Gia nhiệt ruột máy đến nhiệt độ cần thiết;
- Sau khi đã đủ thời gian gia nhiệt, tiến hành sấy máy trong chân không.
- Để máy nguội trong chân không cho đến 65⁰C;
- Bơm dầu vào rửa máy;
- Bơm dầu vào máy trong chân không;
- Duy trì chân không trên mặt thoáng dầu trong vòng 10 h đối với máy 110 kV trở xuống và 20 h đối với máy 220 kV trở lên.

Sấy bằng dòng điện thứ tự không

Nguyên lý sấy máy biến áp bằng dòng điện thứ tự không dựa trên sự phát nhiệt của dòng điện xoáy trong lõi thép và vỏ máy. Điện áp đưa vào mạch phụ thuộc vào kích thước của máy, có thể xác định theo biểu thức sau

$$U_s = \sqrt{\frac{P.Z_0 10^3}{3\cos\varphi_0}} \quad \text{với} \quad Z_0 = (3 \div 5) Z_k \frac{h_{cd}}{b_k}, \quad Z_k = \frac{10.U_k.U_n^2}{S_n}$$

Công suất sấy $P = 1 + \frac{S_n}{100}$

Quá trình sấy bằng dòng điện thứ tự không cũng giống quá trình sấy cảm ứng.

Phụ sấy máy biến áp được thực hiện bởi sự gia nhiệt trong ruột máy bằng dòng điện một chiều hoặc dòng điện ngắn mạch.

Vận hành máy cắt điện

Máy cắt điện được kiểm tra 2 lần mỗi năm và cứ sau mỗi lần cắt sự cố.

Chu kỳ sửa chữa và bảo dưỡng được xác định phụ thuộc vào số lần máy cắt làm việc khi có sự cố ngắn mạch.

Dao cách ly được bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ, khi bảo dưỡng định kỳ cần làm sạch các lưỡi dao, kiểm tra lực ép cần thiết của các lưỡi dao.

Dao ngắt mạch được kiểm tra định kỳ, trong thời gian kiểm tra cần chú ý đến tình trạng sứ cách điện, các dao tiếp xúc v.v.

Máy biến dòng được kiểm tra định kỳ, công việc kiểm tra bao gồm:

- Sơ đồ nối nhất thứ và nhị thứ;
- Mức dầu, màu dầu qua bộ chỉ thị;
- Tình trạng của cách điện và hệ thống nối đất.

Máy biến điện áp được kiểm tra, giám sát, bảo dưỡng và sửa chữa định kỳ.

Các thiết bị chống sét ống và chống sét van được chăm sóc bảo dưỡng hàng năm. Vào mùa dông bão chống sét van cần được kiểm tra hàng tháng.

Vận hành tụ điện

Khi vận hành tụ điện cần đặc biệt lưu ý các điểm sau:

- Tụ điện sau khi cắt khỏi mạng vẫn còn duy trì điện áp dư gây nguy hiểm cần phải có biện pháp phóng tụ;
- Tụ điện rất nhạy cảm với các thông số chế độ nên cần luôn được bảo vệ chống các hiện tượng vượt quá các trị số cho phép.

Vận hành cuộn kháng điện

Trong quá trình vận hành, điện trở cách điện của các vòng dây được kiểm tra định kỳ bằng Mêgômét 1000 ÷ 2500 V, giá trị điện trở này không được nhỏ hơn 0,5 MΩ; kiểm tra môi trường làm mát cuộn kháng điện; kiểm tra trạng thái của giá bêtông. Các cuộn kháng điện làm mát bằng dầu được kiểm tra tương tự như đối với máy biến áp.

b) Cuộn dập hồ quang

Sự điều chỉnh cuộn dập hồ quang chỉ được tiến hành khi cuộn dây đã được cắt ra khỏi mạng điện. Trong quá trình vận hành cuộn dập hồ

quang được kiểm tra khi mỗi lần có sự cố ngắn mạch chạm đất. Nếu ngắn mạch tồn tại lâu, việc kiểm tra nhiệt độ dầu trong cuộn dập hồ quang được tiến hành 30 ph một lần. Nhiệt độ tối đa cho phép là 100^0C. Đại tu định kỳ cuộn dây dập hồ quang được tiến hành 12 năm một lần.

Trình tự thao tác đóng cắt máy biến áp:

Khi đưa máy biến áp vào vận hành trước hết cần đóng các dao cách ly, tiếp đó là các máy cắt cao áp phía sơ cấp, sau đó đóng đến máy cắt tổng phía thứ cấp và cuối cùng là các máy cắt của các lộ ra.

Khi cắt máy biến áp ra khỏi mạng thì quá trình được thực hiện ngược lại, tức là trước hết cắt các máy cắt ở các lộ ra rồi đến máy cắt tổng phía thứ cấp v.v.

Câu hỏi ôn tập chương 8

1. Phương pháp kiểm tra tổ nối dây của máy biến áp.

2. Phương pháp định pha các máy biến áp.

3. Đóng máy biến áp vào làm việc song song.

4. Thao tác điều chỉnh đầu phân áp.

5. Vận hành trạm biến áp trong trường hợp sự cố.

6. Công tác quản lý dầu biến thế.

8. Sấy và phụ sấy máy biến áp.

8. Vận hành máy cắt điện, dao cách ly và dao ngắt mạch.

9. Vận hành máy biến đổi đo lường.

10. Vận hành các thiết bị chống sét.

11. Vận hành tụ điện.

12. Vận hành cuộn kháng điện và cuộn dập hồ quang.

13. Tổ chức và trình tự chuyển đổi sơ đồ của trạm biến áp:

14. Chuyển đổi trạng thái của các phần tử mạng điện.

Chương 9

VẬN HÀNH ĐƯỜNG DÂY TẢI ĐIỆN

9.1. Thủ tục vận hành đường dây

9.1.1. Tiếp nhận đường dây vào vận hành

Việc xây dựng đường dây nhìn chung do các đơn vị xây lắp điện thực hiện. Trong quá trình xây dựng phải có sự giám sát kỹ thuật, nếu có áp dụng các thiết bị hoặc công nghệ mới trong xây lắp điện thì cần phải có sự tập huấn bởi các chuyên gia. Sau khi đã hoàn tất công việc xây lắp, các thủ tục nghiệm thu, tiếp nhận đưa vào vận hành được tiến hành bởi hội đồng nghiệm thu với các tài liệu cần thiết như bản thiết kế, hồ sơ kỹ thuật, sơ đồ đường dây, sơ đồ mặt bằng, mặt cắt của tuyến dây, hồ sơ đất đai, biên bản thực hiện các công việc đào đắp và các tài liệu khác có liên quan. Các thành viên của hội đồng tiến hành xem xét, kiểm tra một cách chi tiết các phần tử của đường dây mới xây dựng và lập biên bản trong đó có ghi rõ những thiếu sót và tồn tại cần khắc phục. Sau khi tất cả những thiếu sót đã được đơn vị thi công khắc phục, quá trình xem xét, nghiệm thu lại lần thức hai được tiến hành và kết thúc bằng biên bản nghiệm thu bổ sung. Trên cơ sở các biên bản của hội đồng nghiệm thu, đường dây sẽ được đưa vào chạy thử. Trước khi đóng điện, đường dây phải được thử nghiệm, định pha. Sau khi đóng tải đường dây được chạy thử trong thời gian ít nhất một ngày, nếu mọi việc đều diễn ra suôn sẻ thì biên bản chuyển giao mới chính thức được thực hiện và đường dây mới xây dựng được bàn giao cho đơn vị vận hành đưa vào sử dụng. Các công việc thao tác trên đường dây được tiến hành theo phiếu thao tác như đã trình bày ở chương 1.

9.1.2. Thủ tục tiến hành các công việc trên đường dây

1) Cắt điện kiểm tra và treo biển báo

Khi làm việc ở đường dây đã cắt điện cần thực hiện các biện pháp sau:

- Cắt điện bằng cầu dao hoặc aptômát và phải treo biển báo tại cầu dao (aptômát) với dòng chữ "Cấm đóng điện, có người làm việc";
- Kiểm tra sự mất điện trên đường dây bằng bút thử điện hoặc bộ chỉ điện áp;
- Nếu đường dây được cung cấp từ hai phía thì phải cắt cả hai đầu và treo biển ở tất cả các nơi có cầu dao cắt điện.

2) Đặt tiếp địa di động

Sau khi đã kiểm tra không còn sự hiện diện của điện áp trên đường dây cần tiến hành đặt tiếp địa di động ở hai đầu của đoạn dây nơi tiến hành công việc. Trước khi đặt tiếp địa cấm mọi người trèo lên cột. Khi đặt tiếp địa phải đeo găng tay an toàn, dây tiếp địa được làm bằng đồng nhiều sợi, tiết diện không nhỏ hơn 25 mm^2. Trình tự đặt tiếp địa là: Đấu trước một đầu với cọc tiếp địa, sau đó mới mắc đầu thứ hai vào dây của cả 3 pha; Quá trình tháo tiếp địa phải tiến hành ngược lại. Nếu xung quanh không có cực tiếp đất thì phải dùng cọc tiếp địa đóng sâu ít nhất 1,2 m.

3) Kết thúc công việc và đóng điện

Trước khi kết thúc công việc người chỉ huy phải trực tiếp kiểm tra lại toàn bộ tuyến dây vừa sửa chữa xong, sau đó ra lệnh tháo tiếp địa di động. Người chỉ huy trực tiếp đóng điện trả lại cho đường dây, cất biển báo và thu lại phiếu công tác, phiếu này được lưu lại ít nhất một tháng.

9.2. Quản lý vận hành đường dây trên không

9.2.1. Nguyên tắc chung

- Các đường dây phải có hành lang an toàn tiêu chuẩn. Hành lang an toàn là khoảng không gian giới hạn bởi các mặt phẳng song song cách

các dây dẫn biên một khoảng l_{at} tuỳ thuộc vào mức điện áp của mạng điện. Trong các trường hợp đặc biệt khoảng cách từ mép ngoài dây dẫn đến thiết bị không được nhỏ hơn giá trị tối thiểu l_{min}. Các giá trị khoảng cách an toàn của đường dây phụ thuộc vào cấp điện áp được biểu thị trong bảng 9.1.

Bảng 9.1. Hành lang an toàn của đường dây phụ thuộc vào cáp điện áp

U, kV	< 1	1 ÷ 22	35	110	220	500
l_{at}, m	2	10	15	20	25	30
l_{min}	0,5	1,5	2	4	6	10

- Các mối nối phải được thực hiện đúng kỹ thuật, đảm bảo chắc chắn và tin cậy, trên mỗi khoảng vượt không có quá 1 mối nối. Không thực hiện mối nối ở khoảng vượt có giao nhau với đường dây khác hoặc nơi đường dây đi qua các công trình.

- Các phương tiện giao thông có chiều cao trên 4,5 m chỉ cho phép chui qua đường dây trên không ở những vị trí quy định; Khoảng cách tối thiểu từ dây dẫn cao áp đến lòng đường tại nơi giao nhau với đường giao thông được thể hiện trong bảng sau:

Bảng 9.2. Khoảng cách tối thiểu từ dây dẫn cao áp
đến lòng đường giao thông

U, kV	35	110	220	500
h, m	6	7	8	9

- Cột điện nhất thiết phải được đánh số thứ tự, số hiệu tuyến dây; Đối với đường dây 35 kV trở lên, ngoài những ký hiệu trên còn có ký hiệu về số mạch và các biển báo nguy hiểm. Các cột bằng kim loại phải được mạ kẽm hoặc sơn chống gỉ.

- Nếu số sợi dây của một dây dẫn bị đứt ít hơn 17% thì cần phải quấn dây bảo dưỡng hoặc dùng ống vá ép; nếu số sợi dây đứt nhiều hơn 17% thì cần phải cắt đi và nối lại bằng ống.

- Đường dây từ 110 kV trở lên phải được trang bị cơ cấu xác định vị trí xảy ra sự cố;
- Trên các đoạn dây đi qua các khu vực nhiễm bẩn nặng cần phải dùng sứ tăng cường hoặc sứ đặc biệt và phải có biện pháp làm sạch định kỳ.

9.2.2. Quản lý vận hành đường dây

1) Kiểm tra định kỳ

Đường dây trên không phải được kiểm tra định kỳ, *thời hạn* kiểm tra định kỳ đường dây cao áp được tiến hành ít nhất mỗi quý một lần đối với đường dây từ 35 kV trở xuống và mỗi tháng một lần đối với đường dây từ 35 kV trở lên. Trong quá trình kiểm tra, quan sát cần chú ý đến sự nguyên vẹn của dây dẫn, cột, xà, sứ và các thiết bị khác. Nội dung kiểm tra gồm:

- Xem xét tình trạng của dây dẫn, dây chống sét, cột, xà, sứ, dây néo v.v.
- Đo điện trở tiếp địa 3 năm một lần;
- Xem xét trạng thái của các thiết bị chống sét;
- Kiểm tra dọc tuyến đường dây, hành lang an toàn của đường dây.

Những hư hỏng thường gặp ở đường dây trên không là:

+ Hư hỏng trên các dây dẫn và dây chống sét: đứt một số sợi dây, dây bị xoắn, sợi dây bị cháy, các mối nối bị nóng quá mức hoặc có hồ quang phát sinh, dây rơi xuống xà, dây bị quá trùng, độ võng quá lớn v.v.

+ Hư hỏng trên sứ và linh kiện phụ trợ: Sứ bị rạn nứt hoặc bị sứt mẻ, bề mặt sứ quá bẩn, hiện tượng rò điện ra xà và cột, hiện tượng phóng điện trên bề mặt sứ, sứ bị nghiêng, xà bị lệch, bulông bị lỏng v.v.

+ Hư hỏng trên cột, dây néo và móng: Cột bêtông bị rạn nứt, bị nghiêng lệch hoặc bị sứt mẻ, dây néo quá trùng, móng cột bị lún, bị nghiêng v.v.

+ Hư hỏng trên các thiết bị chống sét: Chống sét phóng điện khi không có sét, khoảng phóng điện không phù hợp, thiếu con bài hoặc tín hiệu chỉ sự tác động của máy chống sét v.v.

+ Sự vi phạm hành lang an toàn: Có sự hiện diện của các công trình, nhà cửa, thiết bị trong hành lang an toàn của đường dây, có sự xâm lấn của cây cối, cây đổ vào tuyến dây, thiếu biển báo, ký hiệu chỉ dẫn tại các điểm giao nhau của đường dây với các trục đường giao thông và các công trình khác v.v.

Đường dây hạ áp được kiểm tra định kỳ mỗi năm một lần, khối lượng công việc gồm: kiểm tra điện trở cách điện của sứ, mức độ hư hỏng của cột, điện trở tiếp địa của hệ thống nối đất, phân bố lại phụ tải giữa các pha, kiểm tra tình trạng của các thiết bị (dây dẫn, cột, xà, sứ, tiếp địa, độ võng, cầu chảy, áptômát, mối nối v.v.). Mối nối được kiểm tra vào ban đêm để dễ dàng phát hiện sự đánh lửa. Sau khi kiểm tra cần ghi lại các kết quả vào sổ nhật ký. Việc kiểm tra được thực hiện bởi hai người với trang bị các phương tiện an toàn.

2) Kiểm tra bất thường

Quá trình kiểm tra bất thường được tiến hành trước và sau mùa có thời tiết xấu, hoặc khi đường dây bị cắt tự động. Sự xem xét bất thường cũng được thực hiện khi xuất hiện nguy cơ đường dây bị tác động của các nhân tố như sấm sét, bão lụt, hoả hoạn v.v. Quá trình xem xét kiểm tra bất thường nhằm xác định các giải pháp hợp lý để ngăn ngừa các ảnh hưởng xấu có thể xảy ra đối với mạng điện. Các xem xét bất thường cũng được tiến hành ngay sau khi các hiện tượng thời tiết xấu đã xảy ra nhằm khắc phục hậu quả đối với đường dây.

3) Kiểm tra bảo dưỡng

Đường dây trên không cần được kiểm tra bảo dưỡng với mục đích xem xét chi tiết trạng thái của các phần tử đường dây, đo lường các thông số và phát hiện những khuyết tật có thể dẫn đến sự hỏng hóc của các phần tử trong quá trình vận hành. Nội dung kiểm tra bảo dưỡng gồm:

- Kiểm tra sự hoen gỉ của các chi tiết, không ít hơn 3 năm một lần;
- Kiểm tra tình trạng của cột (cột thép hoặc cột bêtông cốt thép);
- Kiểm tra độ bền điện của sứ cách điện sau một năm đưa vào vận

hành và sau đó tuỳ theo mức độ phóng điện trên bề mặt sứ, nhưng không quá 6 năm một lần;

- Kiểm tra điện trở của các mối nối của dây dẫn 35 kV trở lên sau một năm bắt đầu đưa vào vận hành và sau đó không quá 6 năm một lần;
- Kiểm tra điện trở tiếp địa của đường dây.

4) Đại tu và bảo dưỡng định kỳ

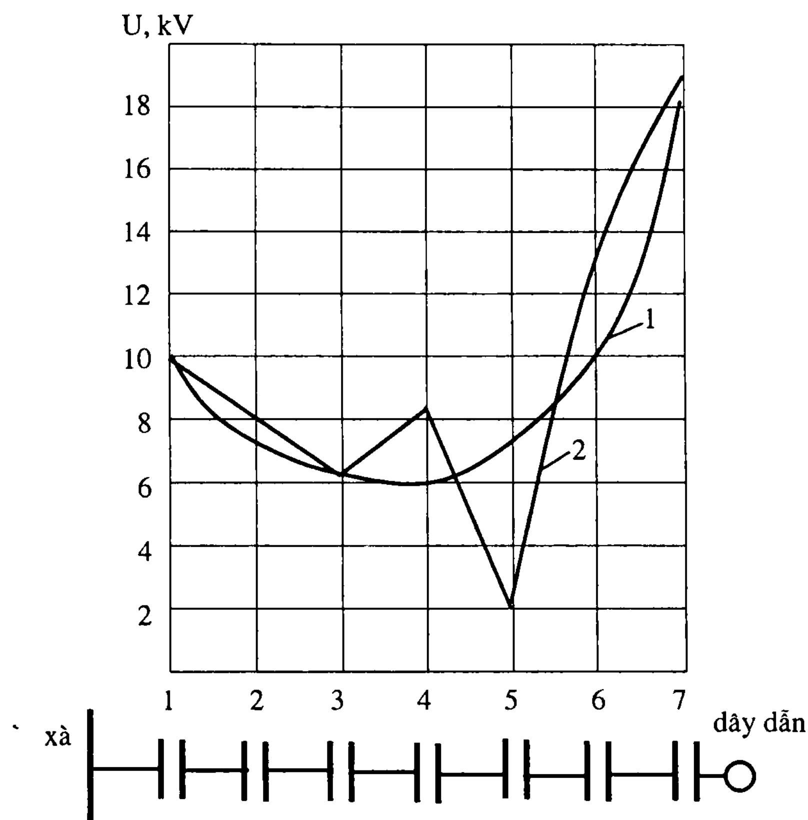
Đại tu và bảo dưỡng định kỳ nhằm phục hồi lại khả năng truyền tải của đường dây, quá trình đại tu đường dây được tiến hành 3÷6 năm một lần. Công việc sửa chữa được tiến hành đồng bộ trên tất cả các phần tử của đường dây, khắc phục tất cả những khiếm khuyết của chúng, đưa chúng về trạng thái tốt nhất. Việc thực hiện đồng bộ nhằm giảm đến mức tối đa thời gian cắt điện.

5) Kiểm nghiệm và bảo dưỡng sứ cách điện

Sứ cách điện được làm bằng gốm hoặc thuỷ tinh, nó có nhiệm vụ cách ly dây dẫn với xà và cột điện. Sứ cách điện được mắc trên đường dây theo hai hình thức: sứ đứng và sứ chuỗi. Có thể nói sứ cách điện là "gót chân Asin" của đường dây, nó rất dễ bị tổn thương trong quá trình vận hành. Sứ cách điện của đường dây phải làm việc dưới các điều kiện khí hậu thời tiết thay đổi liên tục, chúng luôn chịu sự tác động của điện áp làm việc, quá điện áp khí quyển và quá điện áp nội bộ. Sứ cũng luôn chịu sự tác động của tải trọng cơ học như sức căng của dây dẫn, sự tác động của gió bão v.v. Cùng với thời gian các đặc tính cơ và điện của sứ bị giảm sút, vì vậy chúng phải luôn được chăm sóc và kiểm tra trong quá trình vận hành.

Việc kiểm tra tình trạng của sứ được tiến hành cùng với quá trình kiểm tra đường dây. Sự quan sát bề mặt của sứ được thực hiện với sự trợ giúp của ống nhòm. Độ bền điện của sứ chuỗi được kiểm nghiệm lại không quá 6 năm một lần bằng cách đo sự phân bố điện áp trên các bát sứ. Dấu hiệu của sự hư hỏng là sự giảm giá trị điện áp trên sứ. Trên hình

9.1. biểu thị đường cong phân bố điện trên các phần tử của sứ đường dây 110kV. Đường cong 1 biểu thị sự phân bố điện áp khi các bát sứ ở trạng thái bình thường, còn đường cong 2 là khi bát sứ thứ năm bị rạn nứt.



Hình 9.1. Đường cong phân bố điện áp trên các phần tử sứ chuỗi của đường dây 110 kV:
1- khi sứ ở trạng thái bình thường;
2- khi có hư hỏng ở bát sứ thứ năm.

9.3. Quản lý đường dây cáp

9.3.1. Tiếp nhận đường cáp vào vận hành[1]

Sau khi đường dây cáp đã được xây dựng xong cần tiến hành nghiệm thu đưa vào vận hành. Khi nghiệm thu, ngoài các hồ sơ thiết kế, hồ sơ kỹ thuật, hồ sơ đất đai, biên bản thực hiện các công việc đào đắp và các tài

liệu khác có liên quan cần phải có các sơ đồ tuyến dây có chỉ rõ vị trí các phểu cáp, các đường giao nhau với các hệ thống ngầm như ống nước, ống dẫn khí, đường dây thông tin v.v. Chương trình nghiệm thu được thực hiện bởi hội đồng nghiệm thu. Các thành viên hội đồng kiểm tra các tài liệu có liên quan và nghiệm thu tại hiện trường. Khi đóng điện vào đường cáp cần tiến hành các công việc sau:

- Xác định sự nguyên vẹn của cáp;
- Định pha các sợi cáp;
- Đo điện trở cách điện, điện trở nối đất của phễu cáp;
- Kiểm tra hoạt động của các cơ cấu bảo vệ chống dòng điện tản mạn trong đất;
- Thử nghiệm điện trở cách điện;
- Xác định điện trở tác dụng của các sợi cáp và điện dung làm việc (đối với đường dây từ 220 kV trở lên).

Đối với cáp ngầm trong đất có sử dụng dầu hoặc khí cách điện, ngoài những công việc nêu trên cần nghiệm thu toàn bộ tổ hợp có liên quan như cơ cấu nạp dầu, đường dẫn dầu, hệ thống tín hiệu, hệ thống bảo vệ chống ăn mòn v.v.

9.3.2. Vận hành đường dây cáp

Quá trình vận hành cáp được thực hiện bởi các công việc kiểm tra định kỳ tuyến cáp. Đối với các đường cáp dưới 35 kV ở trong thành phố việc kiểm tra được tiến hành 6 tháng một lần. Trước khi đưa đường dây cáp vào vận hành cần xác định giá trị dòng điện giới hạn cho phép của phụ tải. Nhân viên vận hành cần phải biết rõ giới hạn này để có thể sử dụng tối đa khả năng truyền tải của đường dây cáp và không để cho dây cáp làm việc quá tải. Giá trị dòng điện giới hạn của đường dây cáp phải được biểu thị bằng vạch đỏ trên Ampemét mắc ở đầu mạch.

Nhiệt độ đốt nóng của đường dây cáp được kiểm tra trong trường hợp có nhu cầu điều chỉnh lại dòng điện giới hạn cho phép của cáp. Các vị trí kiểm tra nhiệt độ của cáp được xác định trước, đó là nơi mà dây cáp có thể bị đốt nóng nhiều nhất. Độ chênh lệch nhiệt độ giữa lõi và vỏ cáp

có thể xác định theo biểu thức

$$\Delta\theta_l = \frac{I^2.n\rho R_Q}{100.F} \quad (9.1)$$

trong đó:

I - giá trị dòng điện cực đại của cáp, xác định trong quá trình đo nhiệt độ vỏ cáp;

n - số lõi cáp;

ρ - điện trở suất của vật liệu làm lõi cáp, $\Omega.mm^2/m$;

R_Q- tổng nhiệt trở của lớp cách điện và các lớp bảo vệ, $^0C.m/W$;

F - tiết diện mặt cắt ngang của lõi cáp, mm^2.

Nhiệt độ của lõi cáp được hiệu chỉnh trên cơ sở giá trị nhiệt độ đo được ở vỏ

$$\theta_l = \theta_{vo} + \Delta\theta_l \quad (9.2)$$

trong đó:

θ_l – nhiệt độ của lõi cáp, ^0C;

θ_{vo}- nhiệt độ đo được ở vỏ cáp, ^0C.

Trên cơ sở số liệu đo đếm tiến hành hiệu chỉnh giá trị của dòng điện cực đại cho phép I_{cp} theo biểu thức

$$I_{cp} = I\sqrt{\frac{\theta_{cp} - \theta_0}{\theta_l - \theta_0}} \quad (9.3)$$

trong đó:

θ_{cp}- nhiệt độ cho phép của dây cáp, ^0C;

θ_0 - nhiệt độ của môi trường xung quanh tại nơi tiến hành các phép đo, ^0C.

Bảng 9.3. Nhiệt độ cho phép của cáp điện lực ứng với nhiệt độ môi trường 25^{0C}

	θ_{cp}, ^0C	
Cách điện	Giấy tẩm dầu	Cách điện polyme
cáp < 3 kV	80	65
đến 10 kV	60	60
22 ÷ 35 kV	50	50

Việc đo dếm dòng điện phụ tải và điện áp của đường cáp tại các điểm kiểm tra được thực hiện không ít hơn 2 lần mỗi năm và nhất thiết phải đo vào giờ cao điểm và giờ thấp điểm. Việc phân tích các kết quả đo phụ tải ở các giờ cao điểm và thấp điểm sẽ cho phép áp dụng các giải pháp cải thiện chế độ làm việc của mạng điện và nâng cao chất lượng điện năng.

Các đường cáp đến 35 kV trong thành phố cần phải được thử nghiệm bảo dưỡng bằng điện áp một chiều nâng cao ít nhất 1 lần trong năm. Việc thử nghiệm cũng phải được thực hiện sau mỗi lần sửa chữa bảo dưỡng có liên quan đến việc đào bới đường cáp. Đối với các đường dây cáp đặt trong đất làm việc liên tục không có sự cố, thì việc thử nghiệm định kỳ được thực hiện 5 năm một lần.

9.3.3. Giám sát và bảo vệ hành lang cáp

Độ tin cậy liên tục cung cấp điện của đường cáp phụ thuộc nhiều vào sự tổ chức giám sát không chỉ bản thân rãnh cáp cùng các thiết bị của đường cáp mà cả hành lang an toàn của nó. Sự giám sát đường cáp được thực hiện dọc theo tuyến dây để ngăn ngừa các hành động đào bới, đóng cọc, xây dựng các công trình ảnh hưởng đến sự an toàn của đường cáp.

Các đường cáp ngầm được đánh dấu và có các cọc mốc chỉ giới, các biển báo chỉ dẫn cấm mọi hình thức xâm phạm vùng an toàn. Các công việc thực hiện gần đường cáp được chia theo từng vùng:

- Vùng 1: những công việc thực hiện cách đường cáp dưới 1 mét;
- Vùng 2: các công việc thực hiện cách đường cáp trên 1 mét.

Các công việc ở vùng 1 được tiến hành với sự động ý bằng văn bản của thủ trưởng đơn vị quản lý đường cáp và dưới sự giám sát thường xuyên của đơn vị này. Những công việc ở vùng 2 được thực hiện dưới sự giám sát có chu kỳ của thợ điện. Sau khi các công việc hoàn tất, các biên bản bàn giao sẽ được ký nhận, trong đó có ghi rõ hiện trạng trước và sau khi tiến hành công việc.

Đơn vị quản lý đường cáp có trách nhiệm nhắc nhở, hướng dẫn có định kỳ cho các tổ chức và nhân dân nơi có đường dây đi qua, chấp hành những quy định bảo vệ an toàn cho đường dây.

9.4. Các phương pháp định vị sự cố trong mạng điện

Các sự cố xảy ra trên đường dây thường rất khó xác định do đường dây dài và trong nhiều trường hợp không thể quan sát bằng trực quan được. Để xác định vị trí xảy ra sự cố (ngắn mạch, đứt dây...) người ta áp dụng nhiều phương pháp khác nhau tuỳ thuộc vào điều kiện cụ thể của mạng điện. Dưới đây chúng ta xét một số phương pháp định vị sự cố thông dụng.

9.4.1. Phương pháp truyền xung

Để xác định vị trí xảy ra sự cố trên đường dây người ta thường dùng phương pháp đo thời gian truyền xung trên dây dẫn bằng các thiết bị định vị loại ИКЛ.5; P5.5; P5.7 v.v. Thiết bị định vị sự cố làm việc theo nguyên lý sau: Một xung điện được phóng vào đường dây nơi có sự cố (hình 9.2), do sự không đồng nhất của điện trở sóng, tại nơi ngắn mạch, xung bị gửi trở lại. Đo thời gian từ khi phóng xung đến lúc nhận được tín hiệu trở lại có thể dễ dàng xác định được khoảng cách đến điểm ngắn mạch theo biểu thức:

$$l = 0{,}5t.v; \qquad (9.4)$$

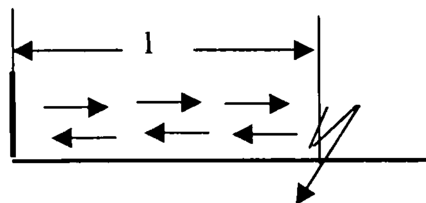
trong đó:

l - khoảng cách từ nơi đặt thiết bị định vị đến nơi xảy ra ngắn mạch;

t - thời gian từ khi phóng xung đến khi nhận được tín hiệu trở lại;

v - vận tốc truyền sóng.

Tín hiệu xung có thể quan sát trên màn hình.



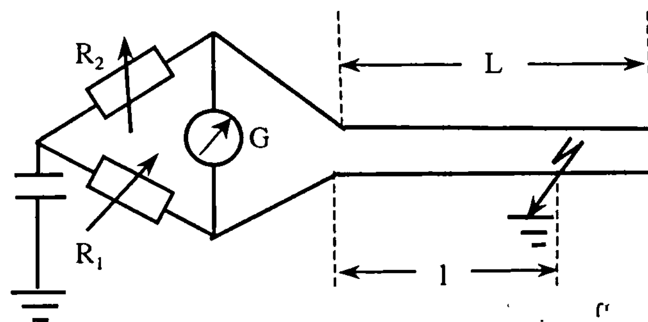
Hình 9.2. Xác định vị trí ngắn mạch trên đường dây bằng phương pháp truyền xung.

9.4.2. Phương pháp dùng sóng hài bậc cao

Như đã biết, khi có ngắn mạch chạm đất dòng điện chạy trong đất có chứa các sóng hài bậc cao, người ta lợi dụng tính chất này để thiết kế ra loại máy đo cường độ từ trường của sóng hài bậc cao. Nhân viên vận hành đeo máy đi dọc đường dây nơi xảy ra sự cố và quan sát chỉ số của thiết bị đo, tại nơi có sự cố ngắn mạch chạm đất chỉ số của thiết bị đo sẽ đạt giá trị cực đại. Sóng hài được lựa chọn thường là sóng hài bậc 5. Phương pháp này được áp dụng nhiều đối với mạng điện có trung tính cách ly.

9.4.3. Phương pháp dùng cầu đo điện trở

Cầu đo điện trở gồm một đồng hồ đo có độ nhạy cao mắc trên đường chéo của mạch cầu, các điện trở R_1 và R_2 đã được chỉnh định từ trước.



Hình 9.3. Sơ đồ xác định vị trí ngắn mạch bằng cầu đo.

Khi mắc cầu đo vào mạch (hình 9.3) với vị trí cân bằng của cầu đo, khoảng cách từ vị trí đặt thiết bị đo đến điểm ngắn mạch được xác định theo biểu thức:

$$l = \frac{2LR_1}{R_1 + R_2} \tag{9.5}$$

trong đó:

L - chiều dài của toàn bộ đường dây.

9.4.4. Phương pháp điện dung

Phương pháp này thường được áp dụng để xác định vị trí điểm đứt dây trên đường cáp ngầm. Nội dung của phương pháp là đo điện dung của đường dây cáp bằng cầu xoay chiều và so sánh giá trị của phép đo với giá trị điện dung của đường dây nguyên vẹn, trên cơ sở đó xác định khoảng cách đến điểm xảy ra sự cố theo tỷ lệ của các điện dung.

$$l = \frac{C_{do}}{C_{\Sigma}} L \qquad (9.6)$$

trong đó:

C_{do}- giá trị điện dung theo thiết bị đo;

C_{Σ} - tổng điện dung của đương cáp lành.

9.4.5. Phương pháp cảm ứng và âm học

Bằng máy phát đặc biệt người ta đưa vào đường dây một dòng điện cỡ 10 ÷ 20 A với tần số âm thanh (800 ÷ 1000 Hz). Quanh dây dẫn sẽ xuất hiện dao động điện từ. Dùng một thiết bị thu với vòng anten, qua bộ khuếch đại, đi dọc theo tuyến dây, có thể nghe được âm thanh của sóng điện từ này. Tại nơi xảy ra sự cố, âm thanh tăng vọt lên rồi tắt hẳn. Trên nguyên lý như vậy người ta phát vào đường dây không phải là dòng điện bình thường mà là một bản nhạc và nhân viên vận hành sẽ vừa thưởng thức âm nhạc vừa đi dọc theo tuyến dây để tìm đến điểm xảy ra sự cố, chính vì lẽ đó mà phương pháp này được gọi là phương pháp âm học.

9.5. Ví dụ và bài tập

Ví dụ 9.1: Một đường cáp 10 kV lõi nhôm tiết diện 3×50 mm^2 với cách điện bằng polyme, truyền tải công suất 780 kVA. Nhiệt độ đo được ở vỏ cáp là 45^0C. Hãy kiểm tra chế độ nhiệt và mức mang tải cho phép của cáp. Nhiệt trở của cách điện và vỏ cáp lấy bằng $R_Q = 540^0$C.m/W.

Giải:

Căn cứ vào vật liệu lõi cáp ta xác định điện trở suất ứng với dây nhôm là $\rho = 28{,}5.10^{-3}\ \Omega\ mm^2/m$.

Dòng điện chạy trong dây cáp:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U} = \frac{780}{\sqrt{3}.10} = 45A$$

Độ chênh lệch nhiệt độ giữa lõi và vỏ cáp:

$$\Delta\theta_l = \frac{I^2.n\rho R_Q}{100.F} = \frac{45^2.3.28,5.0,54}{100.50} = 6,24\,^0C$$

Nhiệt độ thực tế của cáp:

$$\theta_l = \theta_{vo} + \Delta\theta_l = 45 + 6,24 = 51,24\,^0C$$

Như vậy nhiệt độ của cáp thấp hơn nhiệt độ cho phép là $\theta_{cp} = 60^0C$.

Ví dụ 9.2: Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp truyền xung, biết thời gian kể từ khi gửi đến lúc nhận tín hiệu là t = 0,0254 ms, tốc độ truyền sóng lấy bằng v = 300.000 km/s.

Giải

Khoảng cách từ điểm đặt thiết bị đo đến vị trí xảy ra ngắn mạch là

$$l = 0,5t.v = 0,5.0,0254.\ 300 = 3,81\ km;$$

Ví dụ 9.3. Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp cầu đo, biết tổng chiều dài đường cáp là L = 5,6 km, các giá trị điện trở $R_1 = 2,6$ và $R_2 = 5\ \Omega$

Giải

Khoảng cách từ vị trí đặt thiết bị đo đến điểm ngắn mạch được xác định theo biểu thức

$$l = \frac{2LR_1}{R_1 + R_2} = \frac{2.5,6.2,5}{2,5 + 5} = 3,83\ km$$

Bài tập tự làm

9.1. Một đường cáp 22 kV lõi nhôm tiết diện 3 × 70 mm² với cách điện bằng polyme, truyền tải công suất 1540 kVA. Nhiệt độ đo được ở vỏ cáp

là 40^0C. Hãy kiểm tra chế độ nhiệt và mức mang tải cho phép của cáp. Nhiệt trở của cách điện và vỏ cáp lấy bằng $R_Q = 430\ ^0C.m/W$.

9.2. Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp truyền xung, biết thời gian kể từ khi gửi đến lúc nhận tín hiệu là t = 0,0666 ms, tốc độ truyền sóng lấy bằng v = 300.000 km/s.

9.3. Hãy xác định vị trí xảy ra ngắn mạch của đường cáp ngầm theo phương pháp cầu đo, biết tổng chiều dài đường cáp là L = 7,5 km, các giá trị điện trở $R_1 = 0,36$ và $R_2 = 5\ \Omega$.

Tóm tắt chương 9

Tiếp nhận đường dây vào vận hành

Các tài liệu cần thiết khi nghiệm thu: bản thiết kế, hồ sơ kỹ thuật, sơ đồ đường dây, sơ đồ mặt bằng, mặt cắt của tuyến dây, hồ sơ đất đai, biên bản thực hiện các công việc đào đắp và các tài liệu khác có liên quan.

Nghiệm thu lần 1: Biên bản có ghi rõ những thiếu sót và tồn tại cần khắc phục. Nghiệm thu lần 2: Sau khi tất cả những thiếu sót đã được khắc phục, quá trình xem xét lại lần thức hai được tiến hành và được kết thúc bằng biên bản bổ sung. Đường dây sẽ được đưa vào chạy thử trong thời gian ít nhất một ngày, sau đó được bàn giao cho bên vận hành đưa vào sử dụng.

Quản lý vận hành đường dây trên không

- Các đường dây phải có hành lang an toàn tiêu chuẩn.
- Các mối nối phải được thực hiện đúng kỹ thuật;
- Cột điện nhất thiết phải được đánh số thứ tự, số hiệu tuyến dây;
- Nếu số sợi dây của một dây dẫn bị đứt quá 17% thì cần phải cắt đi và nối lại.

Quản lý vận hành đường dây

Đường dây phải được kiểm tra định kỳ và kiểm tra bất thường.

Đường dây cần được kiểm tra bảo dưỡng và đo lường

Đại tu và bảo dưỡng định kỳ nhằm phục hồi lại khả năng truyền tải.

Vận hành đường dây cáp

Quá trình vận hành cáp được thực hiện bởi các công việc kiểm tra định kỳ tuyến cáp.

Nhiệt độ đốt nóng của đường dây cáp được kiểm tra trong trường hợp có nhu cầu điều chỉnh lại dòng điện giới hạn cho phép của cáp. Độ chênh lệch nhiệt độ giữa lõi và vỏ cáp

$$\Delta\theta_l = \frac{I^2.n\rho R_Q}{100.F}$$

Nhiệt độ thực tế của ruột cáp được hiệu chỉnh theo biểu thức

$$\theta_l = \theta_{vo} + \Delta\theta_l$$

Giá trị hiệu chỉnh của dòng điện cho phép theo biểu thức

$$I_{cp} = I\sqrt{\frac{\theta_{cp} - \theta_0}{\theta_l - \theta_0}}$$

Giám sát và bảo vệ hành lang cáp

- Vùng 1: những công việc thực hiện cách đường cáp dưới 1 m;
- Vùng 2: các công việc thực hiện cách đường cáp trên 1 m.

Sự ăn mòn vỏ kim loại của cáp ngầm và các biện pháp bảo vệ vỏ cáp

Vỏ cáp bằng kim loại đặt trong đất có nguy cơ bị ăn mòn điện phân và ăn mòn hoá học.

Để bảo vệ vỏ cáp cần phải có các biện pháp giảm đến mức tối thiểu điện thế dương trên vỏ cáp. Một số giải pháp cơ bản là:

- Dùng dây kim loại tiêu điện
- Dùng phương pháp catod hoá;
- Đặt cáp trong các rãnh đặc biệt cách điện ;
- Làm vỏ cáp bằng chất dẻo v.v.

Xác định vị trí xảy ra sự cố trong mạng điện

Phương pháp truyền xung

Một xung điện được phóng vào đường dây nơi có sự cố, đo thời gian từ khi phóng xung đến lúc nhận được tín hiệu trở lại để xác định được khoảng cách đến điểm ngắn mạch

$$l = 0{,}5t.v$$

Phương pháp dùng sóng hài bậc cao

Dùng máy đo cường độ từ trường của sóng hài bậc cao. Đi dọc đường dây nơi có sự cố, căn cứ vào chỉ số của thiết bị đo có thể xác định ra nơi xảy ra ngắn mạch.

Phương pháp dùng cầu đo điện trở

Khoảng cách từ vị trí đặt thiết bị đo đến điểm ngắn mạch được xác định theo biểu thức:

$$l = \frac{2LR_1}{R_1 + R_2}$$

Phương pháp điện dung

Đo điện dung của đường dây bằng cầu xoay chiều và so sánh với giá trị điện dung của đường dây nguyên vẹn để xác định khoảng cách đến điểm xảy ra sự cố:

$$l = \frac{C_{do}}{C_{\Sigma}} L$$

Phương pháp cảm ứng và âm học

Bơm vào đường dây một dòng điện cỡ 10 ÷ 20 A với tần số âm thanh. Quanh dây dẫn sẽ xuất hiện dao động điện từ. Dùng vòng anten qua bộ khuếch đại có thể nghe được âm thanh của sóng điện từ. Tại nơi xảy ra sự cố, âm thanh tăng vọt lên rồi tắt hẳn.

Câu hỏi ôn tập chương 9

1. Hãy trình bày thủ tục vận hành đường dây.
2. Quản lý vận hành đường dây trên không.
3. Tiếp nhận đường cáp vào vận hành, giám sát và bảo vệ hành lang cáp.
4. Xác định vị trí xảy ra sự cố trong mạng điện.

ĐÁP SỐ

Chương 2. Chế độ nhiệt

2.1. N = 18,61 năm;

2.2. t_2 = 1,53 h;

2.3.

nấc	1	2	3	4	5	6	7
θ_{cdi} ^0C	49,86	64,40	80,91	54,76	92,17	62,42	47,01
θ^{tr}_{di}	46,46	50,67	58,41	44,11	66,76	44,91	41,67

t_{qt} = 11,2 h

Chương 4. Chế độ làm việc kinh tế của hệ thống điện

4.1. Z = $(2,765\ P^2 + 297,54.P - 210,08).10^3$ đ/h

4.2. Z = $(0,02\ P^2 + 3,5.P - 288,76)$.$/h

4.3.

Công suất , MW		Chi phí , 10^3 đ/h		
P_1	P_2	Z_1	Z_2	Z_Σ
95,45	124,55	46805,37	60026,45	106831,82

4.4.

Công suất , MW		Chi phí , 10^3 đ/h		
P_1	P_2	Z_1	Z_2	Z_Σ
153,62	126,38	106861,37	87326,23	194187,60

4.5.

P.pháp tính	Phụ tải, MW		Tổn thất, MW		Công suất phát		Chi phí, TOE/h		
	P_1	P_2	ΔP_1	ΔP_2	P_I	P_{II}	Z_1	Z_2	Z_Σ
a	223,90	93,44	37,71	4,33	261,61	97,77	351,00	234,48	585,48
b	123,72	193,62	11,51	18,60	135,23	212,22	275,67	317,45	593,12

ΔZ = 1,29 %

4.6. Khoảng làm việc kinh tế của trạm biến áp, MVA

P_{pt} < 3,98 MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp làm việc

P_{pt} = 3,98 ÷ 6,9 MVA thì chỉ cần 2 máy làm việc

P_{pt} >6,9 MVA thì cả 3 máy biến áp cùng làm việc.

4.7. Khoảng làm việc kinh tế của trạm biến áp, MVA

P_{pt} < 12,54 MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp ТРДН 25000/110

P_{pt} = 12,54 ÷ 18,54 MVA thì chỉ cần 1 máy biến áp ТРДН 16000/110

P_{pt} >18,54 MVA thì cả 2 máy biến áp cùng làm việc.

Chương 5. Công tác vận hành nâng cao chất lượng điện

5.1: v_1 = 24,61%; v_2 = 14,47%

5.2: ΔP_{F1} = 9 MW; ΔP_{F2} = 14,62 MW

5.3: a) Δf_1 = 1,3 Hz; b) Δf_2 = 0,078 Hz; c) Δf_3 = 0,097 Hz

5.4: P_{dp} = 496,55 MW.

Chương 6. Nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện

6.1.

Trạng thái	P_F, MW	P_G, MW	p_{Gi}	$p_{i(P_F<P_{pt})}$	$p_{thi} = p_{i(P_F<P_{pt})} \cdot p_{Gi}$
1	300	0	0,994467452	0	0
2	200	100	0,002292548	0,520548	0,001193381
3	100	200	0,003232548	0,86758	0,002804494
4	0	300	0,000007452	1	0,000007452
				$J_{th}^{n} =$	**0,004005327**

6.2.

Trạng thái	P_F, MW	P_G, MW	p_{Gi}	$p_{i(P_F<P_{pt})}$	$p_{thi} = p_{i(P_F<P_{pt})} \cdot p_{Gi}$
1	450	0	0,94022572	0,39954338	0,37566096
2	350	100	0,02213428	0,64611872	0,01430137
3	300	150	0,01918828	0,77625571	0,01489501
4	250	200	0,01723428	0,85616438	0,01475538
5	200	250	0,00045172	0,91324201	0,00041253
6	150	300	0,01918828	1	0,01918828
7	100	350	0,00035172	1	0,00035172
8	0	450	0,00000828	1	0,00000828
				$J_{th}^{n} =$	**0,43957353**

6.3.

Trạng thái	P_F, MW	P_G, MW	p_{Gi}	$p_{i(P_F < P_{pt})}$	$p_{thi} = p_{i(P_F < P_{pt})} \cdot p_{Gi}$
1	185	0	0,89568375	0,39954338	0,35786451
2	135	50	0,04714125	0,51369863	0,0242164
3	125	60	0,03056625	0,69063927	0,02111025
4	110	75	0,02296625	0,81050228	0,0186142
5	75	110	0,00160875	0,87328767	0,0014049
6	60	125	0,03056625	1	0,03056625
7	50	135	0,00078375	1	0,00078375
8	0	185	0,00004125	1	0,00004125
				$J_{th}^{rh} =$	**0,45460151**

Chương 7. Vận hành nhà máy điện

7.1. I = 32 A ; S = 7 kVA ; F = 9,13 mm^2, chọn F_{cu} = 10 mm^2

Chương 8. Vận hành trạm biến áp

8.1. F = 71,63 mm^2, chọn F_c = 70 mm^2; ω = 27 vòng.

8.2. U_s = 73,4 V, chọn U = 75 V.

Chương 9. Vận hành đường dây

9.1. $\Delta\theta_l = 2{,}86^0C$ và $\theta_l = 42{,}86^0C$

9.2. l = 1 km

9.3. l = 1 km

PHỤ LỤC

Bảng 1.pl. Thông số kỹ thuật của máy biến áp do ABB chế tạo

S_{BA}, kVA	Điện áp	ΔP_0, kW	ΔP_K, kW	U_k, %	I_0, %
31,5	35/0,4	0,15	0,7	4,5	
	6,3/0,4	0,2	1,25	4,0	7
50	10/0,4	0,2	1,25	4,5	8
	22/0,4	0,2	1,25	4,0	8
	35/0,4	0,24	1,25	4,5	8
75	35/0,4	0,28	1,4	4,5	
	6,3/0,4	0,32	20,5	4,0	6,5
100	10/0,4	0,32	2,05	4,5	7,5
	22/0,4	0,32	2,05	4,0	7,5
	35/0,4	0,36	2,05	4,5	8
	6,3/0,4	0,5	2,95	4,0	6
160	10/0,4	0,5	2,95	4,5	7
	22/0,4	0,5	2,95	4,0	7
	35/0,4	0,53	2,95	4,5	8
	6,3/0,4	0,53	3,15	4,0	6
180	10/0,4	0,53	3,15	4,5	7
	22/0,4	0,53	3,15	4,0	7
	35/0,4	0,58	3,15	4,5	8
	6,3/0,4	0,64	4,1	4,0	6
250	10/0,4	0,64	4,1	4,5	7
	22/0,4	0,64	4,1	4,0	7
	35/0,4	0,68	4,1	4,5	8
	6,3/0,4	0,72	4,85	4,0	5,5
	10/0,4	0,72	4,85	4,5	6,0
315	22/0,4	0,72	4,85	4,0	6,0
	35/0,4	0,8	4,85	4,5	6,5
	6,3/0,4	0,84	5,75	4,0	5,5
400	10/0,4	0,84	5,75	4,5	6,0
	22/0,4	0,84	5,75	4,0	6,0
	35/0,4	0,92	5,75	4,5	6,5

Bảng 1.pl. *(tiếp theo)*

S_{BA}, kVA	Điện áp	ΔP_0, kW	ΔP_K, kW	U_k, %	I_0, %
500	6,3/0,4	1,0	7,0	4,0	5,0
	10/0,4	1,0	7,0	4,5	5,5
	22/0,4	1,0	7,0	4,0	5,5
	35/0,4	1,15	7,0	4,5	6,0
630	6,3/0,4	1,2	8,2	4,0	5,0
	10/0,4	1,2	8,2	4,5	5,5
	22/0,4	1,2	8,2	4,0	5,5
	35/0,4	1,3	8,2	4,5	6,0
800	6,3/0,4	1,4	10,5	5,0	4,5
	10/0,4	1,4	10,5	5,5	5,0
	22/0,4	1,4	10,5	5,0	5,0
	35/0,4	1,52	10,5	6,5	5,5
1000	6,3/0,4	1,75	13	5,0	4,5
	10/0,4	1,75	13	5,5	5,0
	22/0,4	1,75	13	5,0	5,0
	35/0,4	1,9	13	6,5	5,5

Bảng 2.pl. Thông số kỹ thuật của máy biến áp do Việt Nam sản xuất

S_{BA}, kVA	Điện áp, kV	ΔP_0, kW	ΔP_K, kW	U_k, %	I_0, %
20	6,6/0,4	0,18	0,6	5,5	9
50	6,6/0,4	0,35	1,325	5,5	7
	10/0,4	0,44	1,325	5,5	8
	35/0,4	0,52	1,325	6,5	9
100	6,6/0,4	0,6	2,4	5,5	6,6
	10/0,4	0,73	2,4	5,5	7,5
	35/0,4	0,9	2,4	6,5	8,0
180	6,6/0,4	1,0	4,0	5,5	6
	10/0,4	1,2	4,1	5,5	7
	35/0,4	1,5	4,1	6,5	8
320	6,6/0,4	1,6	6,1	5,5	6
	10/0,4	1,9	6,2	5,5	7
	35/0,4	2,3	6,2	6,5	7,5
560	6,6/0,4	2,5	9,4	5,5	6
	10/0,4	2,5	9,4	5,5	6
	35/0,4	3,35	9,4	6,5	6,5
750	6,6/0,4	4,1	11,9	5,5	6
	10/0,4	4,1	11,9	5,5	6
	35/0,4	4,1	11,9	6,5	6,5
1000	10/0,4	4,9	15	5,5	5
	35/0,4	5,1	15	5,5	5
	35/6,6	5,1	15	6,5	5,5
	35/10	5,1	15	6,5	5,5
1800	35/6,6	8,3	24	6,5	5
	35/10,5	8,3	24	6,5	5
3200	35/6,6	11,5	37	7,0	4,5
	35/10,5	11,5	37	7,0	4,5
5600	35/6,6	18,5	57	7,5	4,5
	35/10,5	18,5	57	7,5	4,5

Bảng 3.pl. Thông số kỹ thuật của máy biến áp do Liên Xô chế tạo

Mã hiệu	S_{BA}, kVA	Điện áp, kV	ΔP_0 ,kW	ΔP_K, kW	U_k, %	I_0, %
TM-20/6	20	6,3/0,4	0,18	0,6	5,5	9
TM-20/10	20	10,5/0,4	0,22	0,6	5,5	10
TM-30/6	30	6,3/0,4	0,25	0,85	5,5	8
TM-30/10	30	10,5/0,4	0,3	0,85	5,5	9
TM-50/6	50	6,3/0,525	0,35	1,3	5,5	7
TM-50/10	50	10,5/0,4	0,44	1,3	5,5	8
TM-100/6	100	6,3/0,525	0,6	2,4	5,5	6,5
TM-100/10	100	10,5/0,525	0,73	2,4	5,5	7,5
TM-100/35	100	35/0,525	0,9	2,4	6,5	8
TM-180/6	180	6,3/0,4	1	4,1	5,5	6
TM-180/10	180	10,5/0,4	1,2	4,1	5,5	7
TM-180/35	180	35/0,4	1,5	6	5,5	8
TM-320/6	320	6,3/0,4	1,6	6,2	5,5	6
TM-320/10	320	10,5/0,4	1,9	6,2	5,5	7
TM-320/35	320	35/0,4	2,3	9,4	5,5	7,5
TM-560/6	560	6,3/0,4	2,5	9,4	5,5	6
TM-560/10	560	10,5/0,4	3,35	9,4	5,5	6,5
TM-560/35	560	35/0,4	3,35	9,4	5,5	6,5
TC-180/10	180	10,5/0,4	1,6	3	5,5	4
TC-320/10	320	10,5/0,4	2,6	4,9	5,5	3,5
TC-560/10	560	10,5/0,5	3,5	7,4	5,5	3
TC-750/10	750	10,5/0,4	4	8,8	5,5	2,5
TCM-20/6,3	20	6,3/0,4	0,15	0,51	4,5	9,5
TCM-20/10	20	10,5/0,4	0,15	0,51	4,5	9,5
TCM-35/6,3	35	6,3/0,4	0,23	0,83	4,5	8,5
TCM-35/10	35	10,5/0,4	0,23	0,83	4,5	8,5
TCM-60/6,3	60	6,3/0,525	0,35	1,3	4,5	7,5
TCM-60/10	60	10,5/0,525	0,35	1,3	4,5	7,5
TCM-100/6,3	100	6,3/0,525	0,5	2,07	4,5	6,5
TCM-100/10	100	10,5/0,525	0,5	2,07	4,5	6,5
TCM-180/35	180	35/0,525	0,8	3,2	4,5	6
TCM-180/6,3	180	6,3/0,525	0,8	3,2	4,5	6
TCM-320/6,3	320	6,3/0,525	1,35	4,85	4,5	5,5
TCM-320/10	320	10,5/0,525	1,35	4,85	4,5	5,5
TCM-560/6,3	560	6,3/0,525	2	7,2	4,5	5
TM-560/10	560	10,5/0,525	2	7,2	4,5	5
TM-750/6	750	6,3/0,525	4,1	11,9	5,5	6
TM-1000/10	1000	10,5/06,3	4,9	15,9	5,5	5

Bảng 3.pl. (tiếp theo)

Mã hiệu	S_{BA}, kVA	Điện áp, kV	ΔP_0 ,kW	ΔP_K, kW	U_k, %	I_0, %
TM-1000/35	1000	35/10,5	5,1	15,9	5,5	5,5
TM-1800/35	1800	35/10,5	8	24	6,5	5
TM-3200/10	3200	10/6,3	8,3	37	5,5	5
TM-3200/35	3200	35/10,5	11,5	37	7	4,5
TM-5600/10	5600	10/6,3	18	56	5,5	4
TM-5600/35	5600	38,5/10,5	18,5	57	7,5	4,5
TM-5600/35	7500	38,5/11	24	75	7,5	3,5
TM-10000/35	10000	38,5/12	29	92	7,5	3

Bảng 4.pl. Thông số kỹ thuật của máy biến áp 3 pha 2 cuộn dây

Loại máy	S_n,MVA	U_{n1}, kV	U_{n2} kV	ΔP_0, kW	ΔP_K, kW	U_k, %	I_0, %
	110 kV						
ТМН	2,5	110	6,6; 11;22	5	22	10,5	1,5
ТДН	4,0	115	6,6; 11;22				
ТДН	6,3			10	50		1,0
ТРДН	10	115	11;22; 38,5	14	60	10,5	0,9
ТРДН	16			21	85		0,85
ТРДН	25		6,6;10,5;	29	120	10,5	0,8
ТРДНС	32	115	38,5	35	145	10,5	0,75
ТДН	40			42	175	10,5	0,7
ТРДНС	63			59	260	10,5	0,65
ТРДНС	80	115	10,5; 13,8	70	315	10,5	0,6
ТДН	125	121		120	520	10,5	0,55
ТДН	200	121	10,5; 13,8	170	700	10,5	0,5
ТДН	250	121		200	790	10,5	0,5
ТДН	400	121	15,7; 22	230	1350	10,5	0,8
	220 kV						
ТДГ	31,5	220	11	115	220	14	4,2
ТДГ	40	220	11	125	350	14	4,2
ТДГ	60	242	13,8	125	390	14	4
ТД	70	230	10,5	75	260	10,6	0,6
ТДЦ	80	240	10,5;13,8	80	320	11	0,6
ТДЦГ	90	242	10,5; 22	255	400	12,2	3,8
ТДЦ (ТЦ)	125	242	10,5; 22	115	380	11	0,5
ТДЦ (ТЦ)	275	242	10,5; 22	435	1050	13	2,5
ТДГ	90	240	10,5;13,8	255	400	12,2	3,8
ТДГ	125	242	10,5;13,8	115	380	11	0,5
ТДГ	180	242	13,8;15,75	320	760	12	3,2
	500 kV						
ТД	206	525	15,75; 20	145	700	13	0,35
ТД	250	525	13,8;15,75	205	600	13	0,45
ТД	400	525	15,75; 20	320	800	13	0,4
ТД	630	525	15,75; 20	420	1300	14	0,35

Bảng 5.pl. Thông số máy biến áp 3 pha 3 cuộn dây công suất S_n (MVA)

Loại máy	S_n	Điện áp, kV			Hao tổn, kW		U_k %			I_0%
		U_C	U_T	U_H	ΔP_0	ΔP_K	C-T	C-H	T-H	
	Điện áp sơ cấp 110 kV									
ТМТГ	5,6	121	38,5	11	30	69,5	17	10,5	6	5
ТМТ	6,3	121	38,5	11	32	65	17	10,5	6	4,8
ТМТН	6,3	115	38,5	11	13	52	10,5	17	6	1
ТМТГ	7,5	121	38,5	11	35	82	17	10,5	6	4,6
ТМТН	10	115	22	6,6	23	80	10,7	17	6	1,1
ТДТН	15	121	38,5	11	47	72	17	10,5	6	5
ТДТН	16	115	38,5	11	23	100	10,5	17	6	5
ТДТНД	20	115	38,5	11	45	127	17	10,5	6	3,5
ТДТНШ	25	115	38,5	11	31	140	10,5	17,5	6,6	0,7
ТДТНД	31,5	115	27,5	11	125	260	17,4	10,5	6,2	5
ТДТН	40	115	38,5	11	43	200	10,5	17,7	6,5	0,6
ТДТН	60	115	38,5	13,5	190	355	17,5	10,5	7	3
ТДТНД	75	115	38,5	10,5	210	450	20	12	7,5	4
ТДТНД	80	115	38,5	11	115	390	11	18	6,5	1,6
	Điện áp sơ cấp 220 kV									
ТДТНД	25	230	22; 38,5	11	41	135	12,5	20	6,5	1,2
ТДТНД	40	230	22; 38,5	11	54	240	12,5	22	9,5	1,1
ТДТНД	63	230	22; 38,5	11	75	320	12,5	24	10,5	1

Bảng 6.pl. Thông số trung bình của 1 km đường dây trên không loại A và AC

F, mm^2	r_0, Ω/km		Điện trở kháng và điện dẫn phụ thuộc vào cấp điện áp (kV), x_0, Ω/ km và b_0 1/Ω.km											
	A	AC	0,38	6 ÷ 10	22		35		110		220		500	
			x_0	x_0	x_0	b_0	x_0	b_0	x_0	b_0	x_0	b_0	x_0	b_0
25	1,25	1,28	0,35	0,412	0,426	2,64	0,438	2,59						
35	0,89	0,92	0,33	0,400	0,414	2,72	0,429	2,65	0,45					
50	0,63	0,64	0,32	0,392	0,405	2,78	0,418	2,72	0,441	2,57				
70	0,45	0,46	0,31	0,381	0,395	2,86	0,408	2,79	0,430	2,64				
95	0,33	0,34	0,30	0,370	0,384	2,94	0,403	2,85	0,423	2,69				
120	0,26	0,27	0,30	0,363	0,377	3,00	0,398	2,90	0,416	2,74				
150	0,21	0,21	0,30	0,357	0,371	3,05	0,391	2,96	0,409	2,78				
185	0,17	0,17							0,401	2,80	0,430	2,64		
240	0,12	0,12							0,392	2,84	0,424	2,68		
300	0,11	0,11							0.382	3,00	0,415	2,74	0,299	3,74
400	0,08	0,08									0,419	2,76	0,298	3,76
500	0,07	0,07											0,295	3,79
600	0,06	0,06											0,293	3,82

Bảng 7.pl. Thông số của đường cáp cách điện giấy hoặc chất dẻo

F	r_0, Ω/km		0,38	6 kV		10		22		35	
	Cu	Al	x_0	x_0	b_0	x_0	b_0	x_0	b_0	x_0	b_0
10	1,84	3,1	0,073	0,11	2,3						
16	1,15	1,94	0,068	0,102	2,6	0,113	5,9				
25	0,74	1,24	0,066	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8		
35	0,52	0,89	0,064	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6		
50	0,37	0,62	0,063	0,083	5,2	0,090	11,7	0,119	31,8		
70	0,26	0,443	0,061	0,080	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,060	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,060	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,059	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,059	0,073	11,7	0,077	20	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,058	0,071	13,0	0,075	21,5				

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. *Biabciotto et Boyrp*. La construction normalisée en électrotechnique. Paris 1985.
2. *C. W. Taylor*. Power system voltage stability. McGraw-Hill, 1994.
3. *Đỗ Ngọc Long*. Tiết kiệm điện trong gia đình. Hà Nội 1992.
4. Guide de l'ingenier électrique. Paris 1986.
5. *Ganhelin A. M.* Tiết kiệm điện trong nông nghiệp. Hà Nội 1998.
6. *G. T. Heydt, C. C. Liu, A. G. Phadke, V. Vittal*. "Solution for the crisis in Electric power supply", IEEE Computer aplication in power, 2001.
7. *Marek Zima*. Special protection schemes in Electric power systems. 2002.
8. *Mandrukin X. A., Philatôp A. A.* Vận hành và sửa chữa thiết bị nhà máy điện và mạng điện (tiếng Nga). Nhà xuất bản Năng lượng Moskva 1975.
9. *Trịnh Hùng Thám, Nguyễn Hữu Khái* và các tác giả. Nhà máy điện và trạm biến áp. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 1996.
10. *Nguyễn Công Hân, Nguyễn Quốc Trung, Đỗ Anh Tuấn*. Nhà máy nhiệt điện. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 2002.
11. *Nguyễn Xuân Phú, Hồ Xuân Thanh*. Vật liệu kỹ thuật điện. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 1998.
12. *Nguyễn Văn Đạm*. Mạng lưới điện. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 1999.
13. *Percebois*. J. Economie de l'énergie. Paris 1989.
14. *Rozanôv M. N.* Độ tin cậy hệ thống điện. Moskva 1974.

15. *Trần Quang Khánh*. Hệ thống cung cấp điện (2 tập). Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 2005.

16. *T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. Boisen, R. Adapa*. "Power System With Minimal Phasor Measurement Placement", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993.

17. Quy trình vận hành - sửa chữa máy biến áp. EVN. Hà Nội 1998.

18. Vận hành hệ thống điện. Trung tâm điều độ quốc gia. Hà Nội 2002.

19. *Trần Bách*. Lưới điện và hệ thống điện, tập 1 và tập 2. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật Hà Nội 2000.

20. Quy trình kỹ thuật an toàn điện trong công tác quản lý, vận hành, sửa chữa, xây dựng đường dây và trạm biến áp. Nhà xuất bản Giao thông vận tải Hà Nội 2002.

MỤC LỤC

VẬN HÀNH
HỆ THỐNG ĐIỆN

Tác giả: TS. Trần Quang Khánh

Chịu trách nhiệm xuất bản:	PGS. TS. TÔ ĐĂNG HẢI
Biên tập và sửa bài:	ThS. NGUYỄN HUY TIẾN
	NGỌC LINH
Trình bày bìa:	HƯƠNG LAN

NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

70 Trần Hưng Đạo - Hà Nội

In 1.000 cuốn, khổ 16 x 24cm, tại Xưởng in NXB Văn hoá Dân tộc.
Giấy phép xuất bản số: 138-2006/CXB/13-06/KHKT ngày 27/2/2006
In xong và nộp lưu chiểu tháng 4 năm 2006.

In 1.000 cuốn, khổ 16 x 24cm, tại Xưởng in NXB Văn hoá Dân tộc
Giấy phép xuất bản số: 136-2006/CXB/313-06/KHKT ngày 27/2/2006
In xong và nộp lưu chiểu tháng 4 năm 2006.